

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР
ПО НАУКЕ И ТЕХНИКЕ

АКАДЕМИЯ НАУК СССР

ВСЕСОЮЗНЫЙ ИНСТИТУТ НАУЧНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ
(ВИНИТИ)

ИТОГИ НАУКИ И ТЕХНИКИ

СЕРИЯ

ТУРБОСТРОЕНИЕ

Том 4

Э. А. МАНУШИН

КОМБИНИРОВАННЫЕ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ
С ПАРОВЫМИ И ГАЗОВЫМИ
ТУРБИНАМИ

Научный редактор д. т. н., профессор А. М. Архаров

Серия издается с 1976 г.



МОСКВА 1990

Главный редактор информационных изданий ВИНТИ
профессор *П. В. Нестеров*

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

информационных изданий ВИНТИ по машиностроению

Главный редактор — академик АН СССР *К. В. Фролов*
Члены редакционной коллегии: к. т. н. *Т. А. Альперович*,
д. т. н. *А. В. Бронников*, к. т. н. *А. Э. Голодницкий*,
к. т. н. *М. И. Гречиков*, к. т. н. *В. В. Жоховский*,
академик АН СССР *Н. Н. Исанин*, д. т. н. *Н. Н. Колчин*,
к. т. н. *Н. Ф. Малов* (ученый секретарь редколлегии),
к. т. н. *В. А. Мангушев*, к. т. н. *А. Т. Мицевич* (зам. главного редактора),
к. т. н. *С. Э. Отто*, к. т. н. *А. М. Петрина*, чл.-корр. АН СССР *Е. П. Попов*,
к. т. н. *Ю. П. Струков*, чл.-корр. АН СССР *О. Н. Фаворский*,
к. т. н. *З. Н. Хадзиламбру*, к. т. н. *Э. М. Цукерман*

Научный редактор д. т. н., проф. *А. М. Архаров*

Рецензенты: д. т. н., проф. *В. И. Крутов*, д. т. н., проф. *Б. Н. Юдаев*

КОМБИНИРОВАННЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ
С ПАРОВЫМИ И ГАЗОВЫМИ ТУРБИНАМИ

Манушин Э.А.

ВВЕДЕНИЕ

При современном уровне производства электроэнергии каждый грамм снижения удельного расхода топлива на отпущенный киловатт-час эквивалентен годовой экономии 1 млн. т топлива в условном исчислении [1]. При сокращении удельного расхода топлива на 1% можно получить экономию свыше 3 млн. т топлива в условном исчислении в год [2]. В докладе [2] на основании расчетных исследований и опыта эксплуатации энергооборудования отмечалось, что затраты на мероприятия по экономии топлива и энергии примерно в два раза меньше, чем затраты на их добычу.

Для повышения экономичности тепловых паротурбинных электростанций постоянно повышаются параметры пара, и в этом направлении отечественное энергомашиностроение имеет несомненные успехи. В СССР созданы крупные высокоэкономичные паротурбинные энергоблоки мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт, работающие на сверхкритических параметрах пара и использующие различные виды топлива, включая и низкосортное твердое топливо. Одним из направлений эффективной экономии топлива в СССР является широкое развитие комбинированного производства теплоты и электроэнергии на паротурбинных ТЭЦ.

Однако в настоящее время тепловая экономичность паротурбинных блоков электрических станций и ТЭЦ приближается к своему пределу. Так, расчетный КПД конденсационных энергоблоков сверхкритического давления при параметрах пара 24 МПа, 813/813 К, высоком (до 548 К) регенеративном подогреве питательной воды и температуре уходящих газов 398 К составляет около 41% [3]. Дальнейшее повышение параметров пара до 30 МПа, 923 К, введение второго промежуточного подогрева позволяет в

принципе повысить КПД конденсационных блоков до 43%. Вместе с тем такие мероприятия увеличивают удельные капитальные затраты на строительство электростанций и из-за высокой стоимости и технологической неосвоенности жаропрочных сталей аустенитного класса. Кроме того, такие установки будут иметь сравнительно низкую маневренность. По этим причинам их широкое внедрение не планируется.

Одним из крупных потребителей энергоресурсов в СССР является промышленность: предприятия различных ее отраслей расходуют до 60–65% всех используемых энергоресурсов. При этом около 50% всего расхода топливно-энергетических ресурсов в промышленности приходится на три энергоемкие отрасли, занятые добычей и переработкой сырья: металлургию, химию и алюминиевую промышленность [2]. Потребности в электрической и особенно в тепловой энергии, которая расходуется для обеспечения основных технологических процессов в этих отраслях промышленности, покрывается за счет работы промышленных ТЭЦ. В этой области имеются большие резервы по экономии топливно-энергетических ресурсов с применением уже освоенных типов энергооборудования, однако, как показывает зарубежный опыт, наиболее кардинальным путем, обеспечивающим решение проблемы, является применение более совершенных машин и аппаратов.

Существенно облегчить решение важных задач наращивания энергетического потенциала страны может применение газотурбинных установок (ГТУ). ГТУ в течение последних 20 лет заняли прочное место в энергетике промышленно развитых капиталистических стран, а также развивающихся стран с заметной долей нефти и газа в топливном балансе. На первом месте по применению ГТУ среди первых стоят США, где установленная мощность ГТУ составляла в 1988 г. более 60 млн. кВт [4], а среди вторых стран – Саудовская Аравия (около 20 млн. кВт). Всего в мире эксплуатируется свыше 13 тыс. энергетических ГТУ общей мощностью около 200 млн. кВт [5]. Значительными мощностями располагают Великобритания, ФРГ и другие промышленно развитые страны.

Организация Forecast Associates (США) провела исследование перспектив развития рынка сбыта стационарных ГТУ различных классов мощности в 1986–1995 гг. [6]. Рынок сбыта, по мнению авторов исследования, является широким и устойчивым. Предполагается, что в этот период должны

быть построены свыше 7800 ГТУ, общая стоимость которых составит 23,9 млрд. долл.

Широкое применение ГТУ обусловлено известными достоинствами ГТУ, неопределенностью перспектив развития энергетики, а также политическими, экономическими условиями и законодательными актами. Одной из причин возможного расширения применения ГТУ являются современные сравнительно низкие цены и доступность природного газа и жидкого топлива. Несмотря на то, что Актом об использовании топлива (Fuel Use Act – FUA) было запрещено строительство энергоустановок на природном газе и жидком топливе, возможны исключения для ГТУ, которые могут применяться в следующих случаях: для покрытия пиковой нагрузки (т.е. при работе при полной нагрузке в течение не более 1500 ч в год); для комбинированной выработки электрической, тепловой и механической энергии; для случаев отсутствия экономически оправданных альтернативных топлив. В качестве достоинств ГТУ отмечается, в частности, малый срок ввода в эксплуатацию (2–3 года с начала строительства), широкий диапазон мощностей ГТУ (30–130 МВт), выпуск которых уже освоен промышленностью, возможность объединения нескольких ГТУ в единую энергетическую установку, возможность применения ГТУ в составе установок с газификацией твердого топлива, низкие капитальные затраты (225–375 долл. на 1 кВт), малое вредное воздействие на окружающую среду, достаточно высокая топливная экономичность перспективных моделей ГТУ.

В течение последних 10 лет достигнуты значительные успехи в создании ГТУ. В частности, заметно усовершенствованы материалы и технология изготовления деталей, разработаны аналитические методы, позволяющие оценивать поведение материалов в различных условиях и оптимизировать конструкции деталей и узлов, достигнуто лучшее понимание природы процесса горения, что позволило значительно снизить токсичность отработавших в ГТУ продуктов сгорания. Достижения в теплопередаче, газовой динамике, статическом и динамическом анализе и т.д. позволили перейти к созданию новых перспективных ГТУ. Одним из стимулов для этого является признание многими потребителями ГТУ как надежных энергоустановок.

В СССР энергетические ГТУ пока нашли ограниченное применение. Несмотря на то, что первые отечественные энергетические ГТУ начали работать еще в 1956–1958 гг.,

их общая мощность в настоящее время составляет около 2 млн. кВт, поэтому как достижение в этой области остается рассматривать лишь получение определенного опыта создания, освоения и эксплуатации ГТУ, позволяющего оценить их эксплуатационные характеристики, перспективы развития и применения [7]. Замечное отставание отечественного газотурбостроения от передового зарубежного уровня объясняется рядом причин, в частности, слабостью производственной базы, консервативностью в оценке показателей ГТУ, отставанием технологии производства таких сложных элементов конструкции, как лопатки турбомашин, плохим использованием значительного оригинального научно-технического задела, накопленного предприятиями авиационной и судостроительной промышленности, научно-исследовательскими институтами и вузами. Вместе с тем, если изменить подход к оценке возможностей ГТУ, сосредоточить усилия производства и конструкторов на работах по созданию оригинальных перспективных ГТУ, то их возможности могут быть успешно реализованы. Пока же перспективы развития энергетического турбостроения связываются с повторением во многих отношениях технических решений, уже реализованных за рубежом. Как указано в [7], "За рубежом созданы и серийно выпускаются выполненные по простому циклу одновальные ГТУ мощностью до 150 МВт с начальной температурой 1100°C.. Изготавливаются ГТУ с начальной температурой 1260°C. Их единичная мощность будет в 1,5-1,8 раза выше. Для возможности реализации экономических преимуществ отечественных ГТУ они должны выполняться на такие же уровни температур".

Работы в этом направлении в СССР ведутся с большими задержками по срокам. Спроектированы энергетические ГТУ мощностью 115-200 МВт на начальную температуру газа 1470-1520 К, которые будут строиться поэтапно; как цель ставится достижение указанных мощностей лишь в XIV пятилетке [7], да и то при условии, что будет изменено "отношение энергомашиностроительных заводов к выпуску мощных энергетических ГТУ", будут устранены имеющиеся трудности, а также быстро и организованно проведены исследования и доводка головных образцов с использованием богатого опыта авиа- и судостроения. Установки типов ГТЭ-150 и ГТЭ-200 должны иметь более высокие экономические показатели, чем установка ГТ-100, но КПД их не-высок и не будет превышать 32,6%. При этом технологичес-

кие трудности создания таких установок оказываются весьма значительными. Эти ГТУ представляют собой фактически предельные по всем показателям варианты ГТУ простейшего типа.

Нет сомнения, что для создания и развития высокотемпературных ГТУ в стране имеется значительный научно-технический задел, но при этом нельзя пренебрегать и положительным опытом постройки и эксплуатации агрегатов ГТ-100; некоторые агрегаты наработали на жидком газотурбинном топливе без промывки и обработки присадками до 10 тыс. ч при 2500 пусках [7]. Возможности этого агрегата, выполненного по усложненной тепловой схеме с промежуточным подогревом при расширении и промежуточным охлаждением при сжатии, еще далеко не использованы. Он спроектирован на весьма низкую температуру газа (всего 1023 К). Расчеты, проведенные в МГТУ, показали, что повышение температуры газа перед турбинами высокого и среднего давления на 100 К при неизменных материалах деталей и увеличении расхода воздуха на охлаждение лопаточного аппарата до 3% от расхода воздуха на входе в компрессор позволит увеличить мощность установки ГТ-100 на 20-24%; повышение температуры газа на 200 К увеличит мощность на 45-50% при сохранении прежнего (28,5%) или несколько более высоком КПД установки. Но уровень температуры газа порядка 1100-1200 К реализуется значительно проще, чем уровень, характерный для зарубежных ГТУ.

Примечательно, что в настоящее время, когда многие организации в СССР и фирмы за рубежом ориентируют стационарное энергетическое газотурбостроение на применение ГТУ простейших схем, вновь появилась тенденция перехода к ГТУ сложных схем. Так, в Японии создана и испытывается высокотемпературная энергетическая ГТУ мощностью 122 МВт, термодинамический цикл которой аналогичен циклу установки ГТ-100. Общая степень повышения давления в цикле $\pi = 55$, это значение близко к тем, которые неоднократно указывались в работах МГТУ по созданию ГТУ большой мощности более 25 лет назад.

К числу мероприятий, направленных на сбережение энергоресурсов и, в первую очередь, на повышение экономичности тепловых электростанций, является разработка и создание комбинированных установок с паровыми и газовыми турбинами - парогазовых (ПГУ) и газопаровых (ГПУ) устано-

Таблица 1

Основные показатели электростанций с турбинным оборудованием различных типов [8]

Показатели	ПТУ на пы- леугольном топливе	ПГУ		ГТУ
		на при- родном газе	на жидком топливе	
Удельная стои- мость, долл./кВт	1200	500	590	280
Расходы на обс- луживание и ре- монты				
- постоянные, долл./кВт. год)	21,1	7,4	8,6	0,5
- переменные, центы/(кВт. ч)	0,74	0,21	0,21	0,48
Среднегодовой удельный расход топлива, кДж/ (кВт. ч)	10 130	9075	9165	14 77

вок (в дальнейшем во всех случаях, когда не требуется показать различие между ПГУ и ГТУ, такие установки для краткости будем называть ПГУ). Комбинирование ПТУ и ГТУ в одном тепловом цикле позволяет сочетать высоко-температурный (в ГТУ) подвод и низкотемпературный (в конденсаторе ПТУ) отвод теплоты и в результате обеспечи-вает получение высокого термического КПД η_t цикла и, следовательно, высокую экономичность производства элект-роэнергии.

ПГУ характеризуются значительно более высокими пока-зателями, чем современные паротурбинные блоки и современ-ные (и даже перспективные) ГТУ, даже при уже освоенных параметрах рабочих тел и могут успешно конкурировать с другими способами выработки энергии (см. табл. 1).

По сравнению с ПТУ в ПГУ достигаются:

- снижение расхода топлива (КПД преобразования энер-гии топлива при применении ПГУ в зависимости от схемы включения ГТУ в нее может быть повышен существенно - до 10% и более - по сравнению с КПД ПТУ);
- относительно низкая удельная стоимость;
- быстрый пуск;
- большая мощность с единицы площади, занимаемой установкой;
- повышенная надежность (возможность автономной ра-боты ГТУ или ПТУ при выходе из строя одной из частей установок некоторых типов);
- высокая приемистость;
- значительно более низкий уровень токсичности отра-ботавших продуктов сгорания (ОГ), снижение тепловых выб-росов.

В мире построены и эксплуатируются множество ПГУ различных типов и схем; их суммарная мощность прибли-жается к 40 ГВт, а единичная мощность достигает 800 МВт при КПД порядка 50% [7]. В ряде стран наме-чается значительный прирост установленных электрических мощностей путем применения ПГУ. Так, в Японии к 1993 г. должны быть введены в эксплуатацию 10 электростанций с ПГУ общей мощностью свыше 7100 МВт. Строятся или по-строены в некоторых странах электростанции мощностью 2 ГВт с ПГУ; их КПД превышает 50%, а удельная стои-мость ПГУ, изготовленных для сдачи "под ключ", ожида-ется на уровне 500-550 долл./кВт, что составляет около 70% стоимости паротурбинной электростанции с блоками равной мощности.

Поскольку КПД ПГУ выше, чем КПД традиционных ПТУ и ГТУ, то при их применении возрастает выработка энер-гии на единицу израсходованного топлива и, следовательно, снижается вредное тепловое воздействие на окружающую среду. Кроме того, поскольку одним из направлений совер-шенствования ГТУ является разработка процессов сгорания, обеспечивающих пониженные выбросы токсичных продуктов, в первую очередь оксидов азота, то в ПГУ с такими ГТУ могут быть обеспечены уровни выбросов, удовлетворяю-щие жестким требованиям действующих и будущих стандар-тов.

Мощные ПГУ могут выполняться блочно-транспортными, что выгодно отличает их от ПТУ и что особенно важно для использования в отдаленных районах.

Перспектива расширения применения ПГУ в энергетике в конце текущего и начале следующего столетия связывается с использованием в них твердого топлива, прежде всего угля. По мнению известного ученого чл.-корр. АН СССР В.С. Троицкого, выраженному в проблемной статье "Будет ли на планете катастрофа? Глобальная экология и стратегия энергетике" (газета "Правда", 15 сентября 1989 г.), ... "единственным видом топлива, на котором можно базировать масштабное развитие мировой энергетике, является уголь... Ценность газа и особенно нефти как сырья для химической промышленности требует уменьшения их доли в энергобалансе. Эта тенденция неизменно осуществляется в США с 1970 года и прогнозируется до 2000 года. Так, доля угля в энергобалансе за этот интервал растет равномерно с 12,5 процентов до 23 процентов, нефти падает с 45 до 41 процента, газа - с 36 до 21 процента... Под создание экологически чистой угольной энергетике в США проведена огромная работа, созданы новые технологии сжигания угля, исключющие выбросы вредных газов, и построена соответствующая техника. У нас в стране, несмотря на ресурсные богатства угля, происходит за этот же срок снижение его доли с 40 до 12 процентов, доля газа с 22 поднимается до 37 процентов, доля нефти практически остается на уровне 33 процентов...". Считая оправданным слабое использование угля в нашей энергетике при экологически устаревшей технологии его сжигания, В.С. Троицкий ставит вопрос о закупках в США соответствующей техники и об обеспечении большего использования угля.

ПГУ, в которые включена газификация угля или его непосредственное сжигание в кипящем слое под давлением, технически проще, чем ПТУ с газификацией угля, они являются реальными установками для существенного повышения эффективности тепловых электростанций на угле при одновременном резком снижении вредных выбросов пыли, оксидов серы и азота в атмосферу. Такие установки мощностью 100-250 МВт считаются перспективными для технического перевооружения городских ТЭЦ [7].

Работы по освоению применения твердого топлива интенсивно ведутся не только в США, но и в других странах, и развернуты в СССР. При определении перспектив приме-

нения угля и тяжелого топлива немаловажно учитывать и то обстоятельство, что в ПГУ в качестве топлива можно использовать отработанные мазуты, кокс и т.п.

Проблема применения ПГУ в энергетике решается по-разному в различных странах. Например, в США существует законодательство о защите окружающей среды, а также об ограничении использования жидкого топлива, и на этом фоне экологически относительно "чистые" и экономичные ПГУ являются перспективными. В странах Западной Европы главный стимул применения ПГУ - высокий уровень КПД и рентабельность. В условиях СССР наряду с положениями, общими для промышленно развитых стран, важную роль играет также безусловная необходимость сжигать с максимальной эффективностью планируемое для использования в энергетике большое количество природного газа.

В последние годы за рубежом широко распространяются турбинные установки для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии при теплофикации жилых районов. За ГТУ различной мощности (от 2 до 90 и более МВт) устанавливаются КУ, которые могут работать не только на теплоте отработавших в ГТУ газов, но и автономно. Экономичность таких установок оказывается весьма высокой: удельный расход топлива в них может быть на уровне 140-160 г/(кВт·ч).

Важным направлением внедрения турбинных установок является модернизация уже работающего (иногда долгие годы) энергетического оборудования с целью повышения мощности и экономичности. В США разрабатываются программы исследований и испытания оборудования, финансируемые правительством и частными фирмами, направленные на улучшение показателей и удлинение срока службы эксплуатируемого оборудования. Считается, что использование такого оборудования в качестве базы для быстрого наращивания мощности имеет большой экономический смысл [9]. Почти во всех случаях стоимость установки дополнительных мощностей оказывается приемлемой.

Одна из распространенных и постоянно расширяющихся за рубежом областей применения энергетических комбинированных установок - промышленные предприятия, нуждающиеся в одновременной выработке теплоты и энергии различных видов. Отработавшие в ГТУ газы отводятся при температуре 700-800 К, т.е. на достаточно высоком уровне, что позволяет технически несложно использовать эту теплоту

для теплоснабжения и других нужд. Особенно большое число подобных установок используется в нефтехимической промышленности, в частности, в США. Отработавшие в ГТУ газы могут использоваться для нагрева, сушки, для промышленных нагревателей, котлов и других целей и объектов в системах, обслуживающих предприятия или жилые объекты, требующие одновременной выработки пара, теплоты и электроэнергии. Пар часто используется для технологических целей в основном производстве, параметры его могут быть достаточно высокими (например, 6 МПа и 770 К). Высокие экономические показатели таких систем обусловлены эффективностью всего процесса преобразования энергии и низкими капитальными затратами. КПД всего процесса преобразования энергии топлива может достигать 75% и более по сравнению с 35–40% в ПТУ [10]. Тепловые станции с ГТУ и промышленной паровой нагрузкой получили широкое распространение за рубежом. Простота и компактность ГТУ позволяют создавать на их основе автономные, полностью автоматизированные установки, вырабатывающие электрическую энергию и теплоту, мощностью 0,5–5 МВт. Такие установки располагаются непосредственно у потребителей (в гостиницах, жилых домах, госпиталях и т.д.) и обеспечивают весьма высокую надежность энергоснабжения при хороших экономических показателях. ГТУ мощностью 10–25 МВт могут использоваться при сооружении промышленных и городских котельных. Такие ГТУ поставляются в блочно-комплектном исполнении и имеют приемлемую удельную стоимость [11].

При анализе состояния и перспектив развития комбинированных установок с паровыми и газовыми турбинами необходимо рассмотреть целесообразность и возможность их применения в области промышленности, непосредственно связанной с энергетикой, – в газовой промышленности, прежде всего – для компрессорных станций магистральных газопроводов. Применение ПГУ в этих случаях может не только повысить КПД традиционных газоперекачивающих агрегатов (ГПА), но и обеспечить получение электрической и тепловой энергии, необходимой для различных потребителей. Использование приводных стационарных ГТУ на магистральных газопроводах получило широкое распространение в газодобывающих странах, а номинальный уровень их КПД составляет, например в СССР, всего 26,5%. В результате на собственные нужды компрессорных станций, т.е. на привод газовых

нагнетателей, используется до 10–12% от общего расхода транспортируемого газа. Поэтому ставится задача повышения КПД ГПА. По некоторым оценкам [12] на конец текущего столетия суммарная мощность ГПА магистральных газопроводов в мире составит 30 000 МВт. При КПД 25% и времени работы 8000 ч в год потребление газа для собственных нужд компрессорных станций составит весьма внушительную цифру в 103 000 млрд. м³ в год, а при КПД 40% – только 65 000 млрд. м³ в год, т.е. примерно в 1,6 раза меньше. По данным Мингазпрома СССР повышение КПД ГПА на 1% обеспечивает за 15 лет эксплуатации перспективных газопроводов экономический эффект порядка 1 млрд. руб.

Повышение КПД ГПА на компрессорных станциях ведется различными путями. Среди них важное место может занять применение утилизации теплоты отработавших в ГТУ продуктов сгорания для генерирования пара, работающего в паротурбинном контуре, т.е. путем внедрения ПГУ.

В структуре парка приводных установок к 2000 г. в СССР газотурбинный привод составит 76%. При указанных выше низких КПД ГПА теплота в количестве около 512 млн. Гкал/год (на уровне 1990 г.) будет сбрасываться в атмосферу. Утилизация этой теплоты при установке ПГУ на компрессорных станциях с использованием паровых турбин в качестве привода нагнетателей позволит получить существенную экономию топлива. Применение ГТУ мощностью 15 и 25 МВт в составе ПГУ обеспечит повышение КПД с 25–28% до примерно 39% при существующих ГТУ, и до 43–45% при перспективных ГТУ (с начальной температурой газа $T_r = 1320\text{--}1470$ К). Объем внедрения паротурбинного привода для ПГУ в период 1990–2000 гг. может составить около 5 млн. кВт при суммарном вводе ПГУ порядка 17 млн. кВт. Дополнительные капиталовложения в ПГУ составят 10–20 руб./кВт при годовой экономии природного газа в 2000 г. 15 млрд. м³/год.

За рубежом уделяется большое внимание анализу тенденций развития и формированию требований к системам комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, которые должны влиять на разработки проектов комбинированных установок. Создаются специальные научные учреждения и фирмы, занимающиеся этими проблемами. Например, в США при Ассоциации инженеров-энергетиков действует Институт комбинированной выработки энергии, занимающийся

статистикой и анализом перспектив [13]. Специальные информационные фирмы дают прогнозы развития комбинированных установок на длительную перспективу. Например, в США такой прогноз на срок до 2005 г. дала фирма Frost and Sullivan (г. Нью-Йорк) [14]. По мнению фирмы, общее производство мощности комбинированными установками всех типов возрастет в США за период с 1986 по 2005 г. более чем вдвое: с 20 000 МВт в конце 1986 г. до примерно 46 500 МВт в 2005 г. Предполагается, что средняя мощность установок совместной выработки различных видов энергии должна быть порядка 25 МВт, поэтому за указанный двадцатилетний период должны быть построены и введены в эксплуатацию 1000–1100 установок. Прирост мощностей будет происходить постоянно, он составит 4725 МВт в период 1987–1990 гг., 6750 МВт – в 1991–1995 гг., 7375 МВт в 1996–2000 гг. и 7625 МВт в 2001–2005 гг. Прирост будет обеспечиваться различными способами, главным образом – путем надстройки действующих энергоустановок новыми ПТУ, постройки новых ПТУ на твердом топливе и вводом ПГУ (в объеме 38% от общего прироста). Прогноз прироста объема продажи оборудования и других расходов на системы совместной выработки различных видов энергии на период 1987–2005 гг. показан на рис. 1. В сумме объем продажи и услуг возрастет за 20 лет на 31,1 млрд. долл.; по приведенным выше периодам эта сумма распределяется так: 1,4, 1,6, 1,7 и 1,8 млрд. долл. в год. В США вводятся правительственные меры, заключающиеся, в частности, в поощрении фирм, выпускающих энергоустановки с повышенной тепловой экономичностью и меньшими капитальными затратами.

Анализ публикаций последних лет показывает, что специализированные научно-технические журналы, публиковавшие статьи о ГТУ, стали основное внимание уделять ПГУ и ГТУ, работающим в составе ПГУ. Для освещения практики разработок и применения энергоустановок для комбинированной выработки различных видов энергии стал выпускаться журнал "Cogeneration", выделившийся из журнала "Gas Turbine World", который тоже дает сведения о разработках и применении ПГУ. Много сведений о ПГУ публикуется и в других журналах.

В последние годы ПГУ уделяется большее внимание и в отечественной научно-технической литературе. Имеются ори-

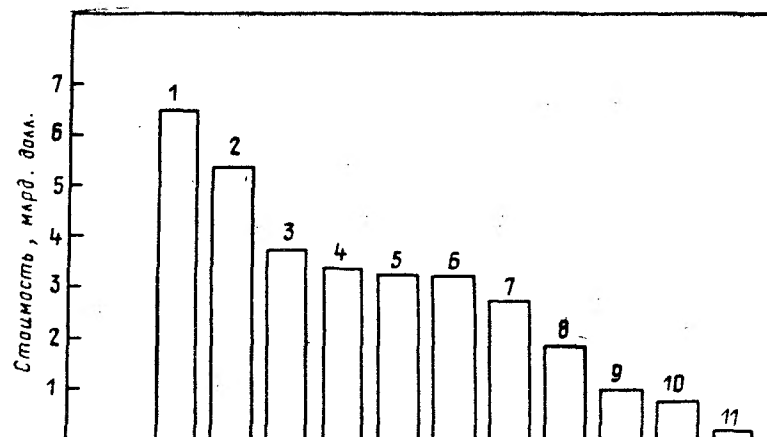


Рис. 1. Прогноз прироста объема продажи оборудования и других расходов на системы совместной выработки различных видов энергии на период 1987–2005 гг. (в млрд. долл. США 1987 г.): 1 – технические затраты; 2 – ГТУ; 3 – ПГ с дожиганием топлива; 4 – трубопроводы и другие соединения; 5 – ПТ; 6 – системы подготовки топлива; 7 – очистка от золы; 8 – паровые КУ; 9 – поршневые двигатели внутреннего сгорания; 10 – абсорбционные охладители; 11 – теплообменники

гинальные разработки, которые предназначены для решения сложной проблемы повышения энерговооруженности страны.

В связи с этим представляется целесообразным в единой монографии обобщить опыт создания ПГУ, рассмотреть основные особенности и тенденции их развития.

При работе над книгой автор использовал более 300 источников информации; для сокращения объема книги в список литературы включены лишь наиболее важные, по мнению автора, литературные источники. Более широкий список литературы можно составить, используя реферативный журнал "Турбостроение", в котором достаточно полно отражаются отдельные конкретные проблемы создания комбинированных установок с паровыми и газовыми турбинами.

Раздел V книги написан совместно с м.н.с. Э.С. Барышниковой. Ей же автор выражает благодарность за помощь в подборе исходных материалов для данной работы.

Автор искренне благодарит профессоров В.И. Крутова и Б.Н. Юдаева за работу по рецензированию рукописи.

Глубокую признательность автор выражает научному редактору – профессору А.М. Архарову за ценные советы и рекомендации.

1. ОСНОВНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ И ПАРАМЕТРЫ КОМБИНИРОВАННЫХ УСТАНОВОК С ПАРОВЫМИ И ГАЗОВЫМИ ТУРБИНАМИ

Комбинированные турбинные установки можно разделить на два больших класса: на установки, включающие термодинамические объединенные газовые и паровые турбины (точнее, ГТУ и ПТУ различных типов), и установки, включающие только газовые турбины и систему выработки тепловой энергии в виде нагретого и сжатого пара и нагретой воды под давлением, используемой не в паротурбинном цикле, а в каком-либо технологическом процессе и (или) для теплофикации. Более сложными с термодинамической и конструкционной точек зрения являются комбинации ГТУ и ПТУ, хотя более распространенными можно считать установки второго класса.

Идея комбинирования ПТУ и ГТУ в одном термодинамическом цикле возникла несколько десятилетий назад. В частности, в СССР уже в 40-х годах были исследованы и рекомендованы для практического освоения две основные схемы комбинированных установок с отдельными паровым и газовым контурами (известные схемы ЛПИ и ЦКТИ).

Многочисленные созданные и к настоящему времени работающие, а также проектируемые комбинированные турбинные установки различаются по тепловым схемам и используемому оборудованию. Их классифицируют прежде всего по принципу использования теплоты сгорания топлива [15]. Если основная доля теплоты подводится с топливом в паротурбинную часть, то такие комбинированные установки принято называть парогазовыми (ПГУ). Если же основная доля теплоты подводится с топливом в КС ГТУ, то такие установки называют газопаровыми (ГПУ).

ПГУ и ГПУ по принципу взаимодействия рабочих тел объединяются в две основные группы: установки с разделенными контурами, в которых пароводяное и газообразное рабочие тела движутся по самостоятельным трактам (контурам), взаимодействуя лишь посредством теплообмена в аппаратах поверхностного типа; установки контактного типа или со сме-

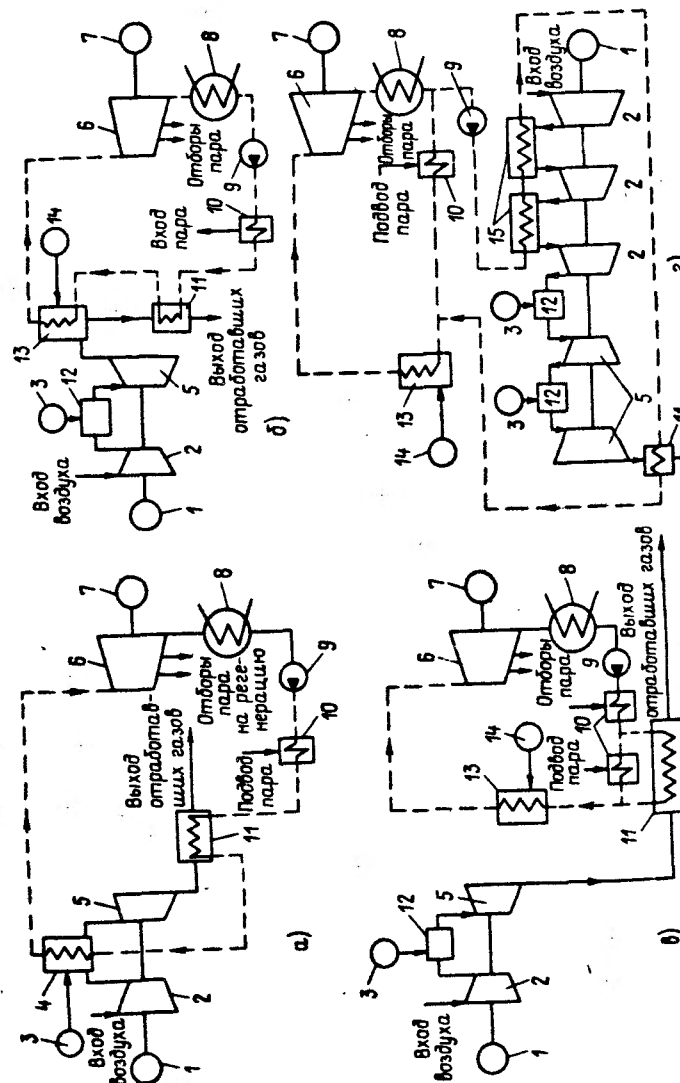


Рис. 2. Принципиальные тепловые схемы ПГУ: а – с ВП; б – с НП; в – с подогревом питательной воды и многоагрегатной ГТУ; г – с подогревом питательной воды и многоагрегатной ГТУ; 1 – электрогенератор; 2 – компрессор; 3 – система топливоподдачи; 4 – камера сгорания с ПГ; 5 – ГТ; 6 – ПТ; 7 – электрогенератор; 8 – конденсатор; 9 – насос; 10 – регенеративный подогреватель конденсата паром; 11 – газовойодяной подогреватель; 12 – камера сгорания; 13 – котел; 14 – система подачи топлива в котел; 15 – промежуточные воздухоохладители ГТУ.

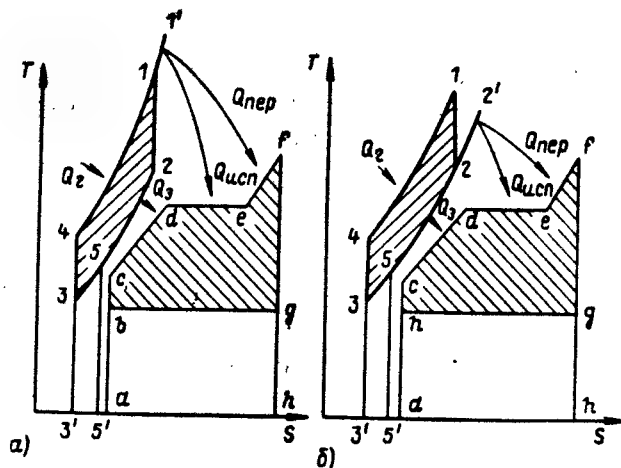


Рис. 3. Циклы ПГУ с простейшей ГТУ в sT -диаграмме: а – с ВПГ; б – с НПГ

шенем, в которых происходит смешение продуктов сгорания топлива с пароводяным рабочим телом перед расширением в газопаровой турбине.

ПГУ выполняются с разделенными контурами. Различают ПГУ трех типов: с высоконапорным парогенератором (ВПГ) (рис. 2, а), с низконапорным парогенератором (НПГ) (рис. 2, б), с использованием отходящей от газовой турбины теплоты для подогрева питательной воды в ПТУ (рис. 2, в, г.).

В ПГУ с ВПГ парогенератор (ПГ) обычно совмещен с камерой сгорания газового контура и все топливо сгорает при высоком давлении. Для понижения температуры ОГ за ГТ устанавливается газовойодяной подогреватель, который частично вытесняет паровую регенерацию в паротурбинной части установки. Идеальный цикл этой установки в sT -диаграмме приведен на рис. 3, а. Из диаграммы видно, что в ПГУ с ВПГ рабочему телу парового контура теплота испарения $Q_{исп}$ и теплота перегрева пара $Q_{пер}$ передаются по изобаре 1 – 1' высокого давления помимо газового контура и лишь теплота нагрева воды Q_3 – через газовый контур (по изобаре 5 – 2). С термодинамической точки зрения передача части теплоты от горячего источника непосредственно нижнему контуру нежелательна, так как это несколько уменьшает КПД цикла. Тем не менее КПД ПГУ может достигать высоких значений.

В ПГУ с НПГ (такую установку часто называют ПГУ со сбросом газа в котел или ПГУ сбросного типа) ОГ за ГТУ поступают в топку обычного котла и используются для сжигания дополнительного топлива – не только жидкого или газообразного, но, например, и угля. За НПГ также предусмотрен газовойодяной подогреватель. В таких установках ГТУ является как бы надстройкой ПТУ, поэтому такая схема используется для реконструкции ПТУ, работающих на пониженных параметрах пара.

Идеальный цикл ПГУ с НПГ показан на рис. 3, б. В ПГУ этого типа теплота испарения воды $Q_{исп}$ и перегрева пара $Q_{пер}$ передается рабочему телу парового контура по изобаре 2 – 2' низкого давления газового контура. Эта схема имеет тот же термодинамический недостаток, что и схема ПГУ с ВПГ, т.е. в ней теплота от горячего источника передается нижнему паротурбинному контуру помимо верхнего контура этого цикла.

При реальных процессах в турбомашинах доля утилизируемой теплоты Q_3 , переданной после ГТ в паровой контур в установках с ВПГ и НПГ, возрастает из-за роста температуры газа в точках 2 термодинамических циклов.

Основное преимущество ПГУ с НПГ – возможность сжигания в топке котла не только газообразного и жидкого, но и твердого топлива. Кроме того, в такой установке можно получать мощность от ГТУ при вынужденной остановке ПТ или получать мощность от ПТ при вынужденной остановке ГТУ.

Возможно сочетание в одной установке двух схем ПГУ – с ВПГ и с НПГ.

В установках третьего типа ОГ из ГТУ направляются в газовый подогреватель питательной воды, где их теплота утилизируется. Этой теплоты может быть достаточно для того, чтобы отключить регенеративные подогреватели питательной воды. При этом резко возрастают мощность и КПД установки. Важно, что паротурбинный блок включается в схему без принципиальных изменений.

Утилизация теплоты ОГ ГТУ может осуществляться при последовательном подогреве питательной воды отборами пара низкого или высокого давления и в газовом подогревателе, при параллельном подогреве в газовом и регенеративном подогревателях и при смешанном подогреве. Схема с параллельным подогревом питательной воды обеспечивает максимальную термическую эффективность ПГУ, однако практи-

ческая реализация этой схемы затруднена из-за возможной коррозии поверхностей нагрева газового водонагревателя, его повышенной металлоемкости и других факторов [15]. На практике обычно находят применение смешанные схемы подогрева питательной воды (рис. 2, в), обеспечивающие высокую надежность работы установки, а также высокую термическую эффективность. В такой схеме поднимается температура питательной воды на входе в газовый подогреватель, в котором может быть обеспечен минимальный температурный напор по всей поверхности теплообмена [15].

Во всех рассмотренных схемах в качестве газового контура предполагалась ГТУ простейшего термодинамического цикла. Однако значительно больший экономический эффект может быть получен в ПГУ, состоящей из многоагрегатной ГТУ и ПТУ (рис. 2, г). В такой схеме паровая регенерация ПТУ полностью или частично выключается, а конденсат нагревается в промежуточных воздухоохладителях ГТУ и в подогревателе на выходе из ГТУ. Как было показано проф. Уваровым В.В. еще 20 лет назад, осуществление подобной установки на базе ГТУ простого цикла не дает экономического эффекта, но включение ГТУ сложного (оптимизированного по тепловой экономичности) цикла дает существенную экономию. Кроме того, при некоторых условиях заметно (на 20–25%) может быть снижена загазованность воздушного бассейна, если паротурбинная часть установки работает на угле. При осуществлении установки по схеме рис. 2, г не требуются значительные переделки ни в котле, ни в регенеративной системе паровой турбины.

ГПУ выполняются с отдельными контурами и по контактным схемам. В ГПУ с отдельными контурами все топливо или его основная часть сжигается в камере сгорания ГТУ. Генерирование и перегрев пара в таких установках происходят в КУ теплотой отработавших в ГТУ газов. Простейшая схема ГПУ без дожигания топлива показана на рис. 4, а, sT – диаграмма такой установки – на рис. 5. Доля паротурбинной части в общей мощности ГПУ с отдельными контурами меньше, чем по схемам ПГУ с ВПГ и ПГУ с НПГ, так как начальные параметры пара более низкие. Иногда тепловой цикл без подвода теплоты топлива к пароводяному рабочему телу называют бинарным газопаровым циклом.

КПД бинарной ГПУ можно записать как $\eta_{ГПУ} = \eta_{ГТУ} + (1 - \eta_{ГТУ})\eta_{КУ}\eta_{П}$. Экономичность бинарной ГПУ тем выше, чем выше КПД ГТУ, КПД КУ $\eta_{КУ} = (T_T - T_{yx})/T_T$ (здесь

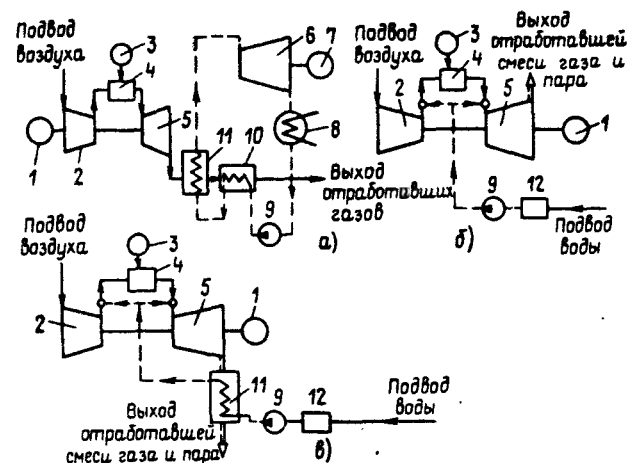


Рис. 4. Принципиальные тепловые схемы ГПУ с разделенными контурами без дожигания топлива (а), контактного типа с вводом воды (б), контактного типа с вводом пара (в); 1 – электрогенератор; 2 – компрессор; 3 – система топливоподачи; 4 – камера сгорания; 5 – ГТ; 6 – ПТ; 7 – электрогенератор; 8 – конденсатор; 9 – насос; 10 – газопароводяной подогреватель; 11 – КУ; 12 – система химводоочистки; — — — — — вода (водяной пар); ===== смесь газа и пара

T_T – температура ОГ за ГТУ; этот КПД зависит в основном от температуры уходящих газов за КУ), и КПД парового цикла, зависящий от параметров пара и давления в конденсаторе. Как показано в [16], если КПД ГТУ простейшего цикла с начальной температурой 1220–1370 К $\eta_{ГТУ} = 0,30–0,33$, то температура отработавших в ГТУ газов $T_T = 770–820$ К и при $T_{yx} = 370–430$ К $\eta_{КУ} = 0,7–0,8$. Параметры пара при этом: 3–5 МПа, 720–770 К; КПД $\eta_{П} = 0,25–0,30$. Этим параметрам и показателям соответствует КПД бинарной ГПУ $\eta_{ГПУ} = 43–48\%$. Зависимость этого КПД от начальной температуры газа в ГТУ показана на рис. 6 [16]. Расчеты сделаны для ГТУ простого цикла при работе на бессернистом природном газе, допускающем подачу в КУ холодной (328–343 К) питательной воды и снижение температуры уходящих газов до 373–393 К. В паровой части используется цикл двух давлений. При работе на жидком топливе температуру питательной воды из опасения низкотемпературной коррозии приходится повышать

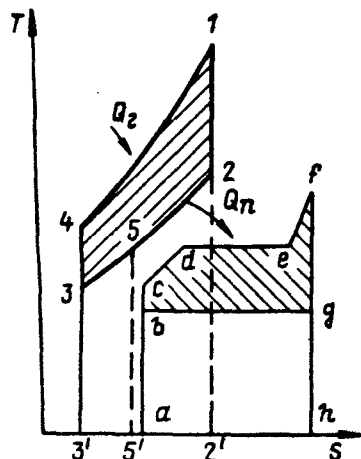


Рис. 5

Рис. 5. Цикл ГТУ с разделенными контурами без дожигания топлива и с простейшей ГТУ в sT -диаграмме

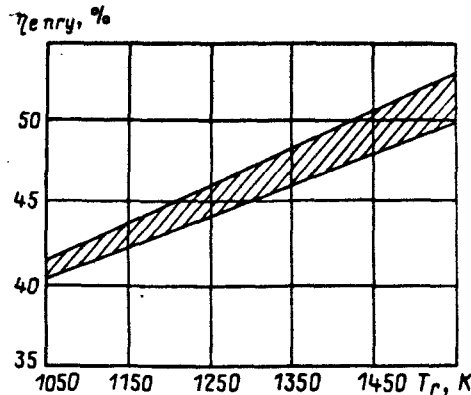


Рис. 6

Рис. 6. Зависимость КПД бинарной ГТУ от температуры продуктов сгорания на входе в газовую турбину [16]

до 380–420 К, а уходящих газов – до 430–450 К; КПД ГТУ снижается при этом на 2–3%; контур низкого давления в паровом цикле оказывается ненужным.

В ряде случаев вводится некоторый небольшой (до 15–20% расхода топлива газового контура) подвод теплоты с топливом перед КУ. Малое количество теплоты топлива, подведенное дополнительно к пару, не изменяет принципиальных свойств такой ГТУ, в том числе бинарности; цикл такой установки иногда называют бинарным газопаровым циклом с дожиганием топлива [15].

Сжигание перед КУ дополнительного топлива и повышение температуры продуктов сгорания на входе в него позволяют выработать пар стандартных параметров (13 или 24 МПа, 813 К) и осуществить промежуточный перегрев пара до 813 К, что существенно повышает КПД парового цикла [16]. Однако при этом часть работы парового контура производится за счет теплоты дополнительно подведенного топлива с КПД парового цикла. Степень бинарности, которую можно оценить как отношение количества теплоты, подведенного в паровой цикл от ОГ ГТУ, к общему допи-

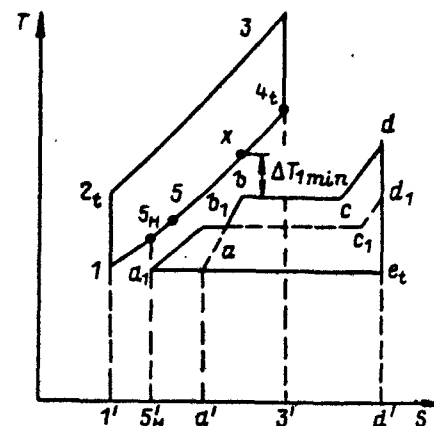
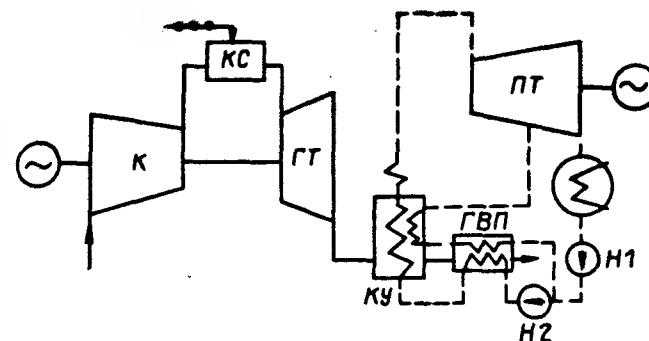


Рис. 7. Принципиальная тепловая схема и цикл в sT -диаграмме ГТУ с двумя уровнями давления пара

честву подведенной в него теплоты, тем меньше, чем больше доля топлива, сжигаемого перед КУ, и относительный расход пара и меньше доля газотурбинной мощности и коэффициент избытка воздуха в уходящих газах [16].

Понижение температуры уходящих газов обеспечивается при применении в паровом контуре ГТУ нескольких уровней давления пара. Обычно применяют два уровня давлений; принципиальная схема и цикл в sT -диаграмме при двух уровнях давления пара показаны на рис. 7. В такой схеме в дополнение к основному паровому контуру вводится контур низкого давления, для чего в схеме предусмотрены два насоса питательной воды Н1 и Н2. Пар низкого давления вводится в проточную часть турбины с соответствующим давлением, а отбор питательной воды осуществляется после насоса Н1. Давление пара в контуре низкого давления оптимизи-

руется в результате технико-экономических расчетов, а его уровень обычно не высок. По давлению принимается и температура газа, которая обеспечивает небольшой перегрев пара. Пар после КУ подводится к соответствующей ступени турбины. Контуры низкого давления может быть два, тогда экономические показатели ГПУ оказываются несколько выше: при практически одинаковых начальных параметрах ГПУ с ПТУ двух давлений имеет примерно на 2% более высокий КПД, чем ГПУ с ПТУ одного давления.

Анализ бинарных циклов проводится либо по энергетическому балансу, либо на основе второго закона термодинамики. В [17] отмечается, что анализу циклов по энергетическому балансу присущ ряд ограничений. Они обусловлены тем, что первый закон термодинамики не делает различия между теплотой и работой, а потому не может выявить источники потерь в цикле. Например, из баланса энергии типичной паросиловой установки следует, что примерно половина теплоты топлива теряется в конденсаторе. Однако при этом не объясняется, да и не может быть объяснено, почему это происходит. Баланс энергии не способен указать местоположение элементов тепловой схемы или процессы, которые обуславливают эти потери. Более того, он ошибочно расценивает такие процессы: как горение или теплопередача, как наиболее эффективные, тогда как именно они обуславливают основную долю потерь работы. Применение второго закона в виде балансов работы и работоспособности для процессов, образующих цикл, позволяет выявить неизбежные потери и определить действительный КПД каждого процесса.

В [17] представлен термодинамический подход к анализу энергетических циклов, включающих процесс горения. Он разработан специально для бинарных циклов с ГТ, но вполне может быть распространен на другие системы. Для определения КПД процессов и элементов схемы цикла используется второй закон термодинамики, однако методика предусматривает возможность сравнения результирующего КПД цикла со значением его, определенным с помощью обычного баланса энергии, т.е. на базе первого закона. Это достигается ценой некоторой термодинамической неточности, когда топливо рассматривается как источник теплоты, а не работоспособности.

Эта теплота содержит определенное количество потенциально располагаемой работы, которое зависит от максимальной температуры цикла. Далее каждый элемент тепловой схе-

мы и цикл в целом анализируют, используя балансы работы, опирающиеся на комбинацию действительной работы и термодинамически располагаемой работы. В отличие от баланса энергии по первому закону термодинамики, согласно которому количество энергии сохраняется, баланс работы учитывает ее потерю вследствие необратимости процессов и несовершенства элементов тепловой схемы.

Для газотурбинного цикла с постоянными свойствами рабочего тела получены решения в замкнутом виде. Выведены упрощенные соотношения, связывающие мощность паросиловой части бинарного цикла, с располагаемой работой рабочего тела на выходе из ГТ.

В ГПУ контактного типа осуществляется ввод воды (рис. 4, б) или пара (рис. 4, в) в тракт высокого давления. Для генерирования пара в ГПУ по схеме изображенной на рис. 4, в, предусмотрен КУ, в котором используется часть теплоты отработавших в ГТ газов. Ввод воды или пара увеличивает расход рабочего тела через турбину по сравнению с расходом воздуха через компрессор, а следовательно, и ее работу. Поскольку затраты энергии на прокачивание воды малы, мощность установки возрастает не менее чем на 100% [15]. Недостатком ГПУ контактного типа является необходимость химической очистки воды, которая теряется с ОГ. Расход дополнительного пароводяного тела оказывается значительным: до 50-60% расхода воздуха через компрессор [15].

Впрыск воды или пара в ГТУ позволяет получить высокие технико-экономические показатели ГПУ: повысить мощность, понизить температуру сгорания, продлить срок службы турбины и уменьшить выделение токсичных компонентов. Одна из проблем, связанных с впрыском пара - необходимость обеспечения высокого качества впрыскиваемой воды, которая не должна содержать минеральные соединения. Если содержание солей в воде невелико, то для ее очистки можно применять специальные котлы, например котлы Шмидта-Хартмана [18]. Если соленость высока, как, например, соленость морской воды, то требуется специальная тепловая установка для ее опреснения. Водоподготовка может обеспечиваться, например, в отдельной установке, работающей на ОГ ГТУ. В [18] рассмотрены термодинамические параметры установки с таким способом опреснения воды. Рассматривалась ГТУ с начальной температурой газа 1270-1670 К, степенью повышения давления $\pi = 3$ -

30 и относительным расходом впрыскиваемого пара $g_{\text{п}}$ до 30%. Параметры такой ГТУ сопоставлены с параметрами ГПУ с паротурбинным утилизационным контуром. Показано, что ГТУ с впрыском пара имеют худшие показатели по КПД и удельной мощности, однако из-за более простой системы очистки, отсутствия теплоутилизирующего паротурбинного контура (с паровой турбиной, конденсатором и другими агрегатами) капитальные вложения в установку должны быть на 25–50% ниже.

Частным случаем ГПУ контактного типа (с впрыском пара, т.е. по схеме рис. 4, в) является ГПУ, точнее – ГТУ, работающая по запатентованному фирмой International Power Technology (США) термодинамическому циклу, в котором сочетание газотурбинного и паротурбинного составляющих циклов реализуется путем использования теплоты ОГ ГТУ для получения перегретого пара умеренного давления. Рабочим телом в ГТ является смесь продуктов сгорания и перегретого пара. Увеличение массового расхода через турбину и высокая удельная теплоемкость рабочего тела резко увеличивают удельную работу цикла ГТУ [19]. По имени автора патента – д-ра Cheng цикл в литературе называется циклом Cheng (в русском переводе назовем его циклом Чэня). Исследования самого автора показали, что максимальное значение КПД в таком цикле получается при больших отношениях расходов пара и топлива. При этом условии установка имеет все преимущества паротурбинного цикла, утилизирующего теплоту отработавших в ГТУ продуктов сгорания. В этом случае установка не требует дополнительного турбомашинного оборудования и, следовательно, оказывается проще, чем ГПУ с разделенными контурами. Как и при любом впрыске пара, этот способ приводит к снижению выделения оксидов азота. Существенным обстоятельством является возможность создания ГПУ при минимальных переделках исходной ГТУ: при добавлении КУ и при изменении конструкции КС, в которую впрыскивается пар.

Как перспективные рассматриваются ГПУ, включающие в себя процесс газификации угля для использования получаемого низкокалорийного газа в качестве топлива в ГТУ (рис. 8). ГПУ, работающая по схеме, изображенной на рис. 8, а, по существу аналогична ГПУ, работающей по схеме на рис. 2, б, а ГПУ, схема которой дана на рис. 8, б, аналогична ГПУ, схема которой представлена на рис. 2, а. Основное различие

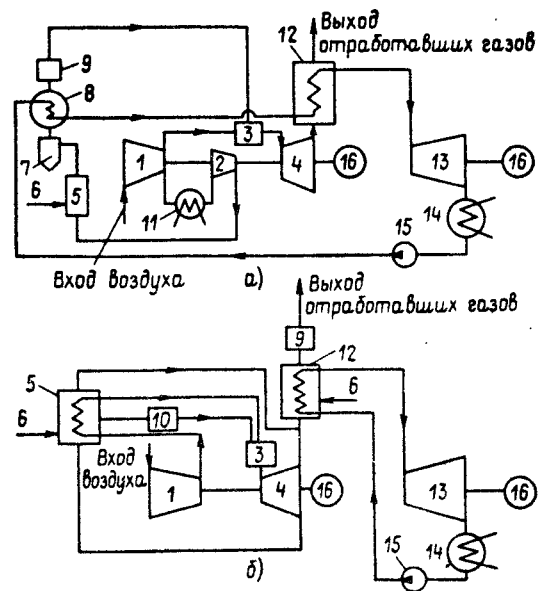


Рис. 8. Схемы ГТУ на продуктах газификации угля без дожига (а), с дожигом угольной пыли перед ПГ (б): 1 – компрессор; 2 – дожимающий компрессор; 3 – камера сгорания; 4 – ГТ; 5 – ГТ; 6 – система подачи угольной пыли на газификацию; 7 – циклон; 8 – экономайзер; 9 – система очистки от серы; 10 – система очистки горючего газа; 11 – воздухоохладитель; 12 – ПГ; 13 – ПТ; 14 – конденсатор; 15 – насос; 16 – нагрузка

их – включение в цикл системы газификации с очисткой получаемого горючего газа от несгоревших частиц и серы.

Схемы и параметры установок с ГТУ, предназначенных для технологических процессов и (или) теплофикации, как правило, зависят от потребностей в тепловой и иногда в электрической энергии.

Возможности снижения количества вредных выбросов при использовании в качестве топлива угля и тяжелых нефтяных топлив связываются с применением в составе ГТУ замкнутого цикла или замкнутых ГТУ – ЗГТУ [20]. ЗГТУ в 50–60 годах применялись в составе комбинированных установок, в основном для обеспечения районного теплоснабжения, в Европе (включая СССР – в г. Кашире) и Японии. Однако после довольно длительной эксплуатации интерес к таким установкам пропал по нескольким причинам: из-за

приемлемой стоимости высококачественного топлива и, следовательно, производимой энергии; из-за повышения эффективности традиционных паротурбинных электростанций; из-за значительного расширения применения ПГУ на природном газе. Последняя энергоустановка с ЗГТУ была выведена из эксплуатации в г. Равенсбурге (ФРГ) в начале 80-х годов. Вместе с тем тенденции, складывающиеся на мировом топливном рынке, и достоинства самих ГТУ такого типа (и ПГУ с такими ГТУ) снова вызвали интерес к их применению.

Основными причинами возросшего интереса к ЗГТУ и к ПГУ с включением таких ГТУ являются следующие:

- появившиеся в результате исследований и разработок возможности создания ЗГТУ с высоким КПД, достигаемым благодаря повышению начальной температуры рабочего тела перед газовой турбиной до 1120 К;

- ужесточающиеся требования к очистке отработавших в энергоустановках газов от вредных компонентов (прежде всего оксидов серы SO_x и оксидов азота NO_x), которым более полно удовлетворяет КС с кипящим слоем, чем обычные системы сжигания твердого топлива;

- достигнутый прогресс в проектировании турбомашин ЗГТУ;

- ожидаемый постоянный рост цен на высококачественное топливо (природный газ, жидкое топливо, уголь для ПТУ).

ЗГТУ работает на чистом воздухе, циркулирующем по замкнутому контуру, подогрев воздуха осуществляется в конвективном теплообменнике, помещаемом в топочное устройство. Для уменьшения токсичности ОГ в этом случае могут применяться различные способы, например впрыск воды или аммиака в КС, и выбросы SO_x и NO_x могут быть низкими.

В качестве рабочего тела в паротурбинном контуре, входящем в состав ПГУ, может использоваться не только водяной пар, но и, например, фреоны, бутан (если ГТУ не имеет регенерации, а температура за ГТ 770–800 К) [21]. В сравнении с термодинамическим циклом ПГУ на водяном паре определенные преимущества имеют циклы ПГУ, в которых в теплоутилизующей части используется многокомпонентное (в частности, двухкомпонентное) рабочее тело. К таким циклам можно отнести два: цикл на смеси водяного пара и органического вещества – нонана [22] и цикл на водном растворе аммиака [23, 24, 25]. В первом из этих циклов высокая молекулярная масса нонана обеспечивает луч-

ший отбор теплоты от продуктов сгорания за ГТ, чем это происходит при одном водяном паре. Кроме того, смесь паров воды и нонана, расширяющаяся в ТНД, поступает в сепаратор после конденсации при температуре выше точки росы. В рабочем теле отсутствует жидкая фракция, поэтому в этом случае нет отрицательного влияния влажности на эффективность процесса расширения и КПД турбины может быть высоким, если нагрузка на ступень сохраняется на том же уровне, что и в турбине на водяном паре. Каких-либо препятствий к применению такого цикла из-за неустойчивости свойств органического вещества не имеется. Недостатком цикла с несмешивающимися рабочими телами является необходимость применения больших поверхностей теплообмена в конденсаторе и в экономайзере. В одном из упрощенных вариантов цикла вода и нонан могут сепарироваться сразу после конденсации и затем нагреваются, испаряются и перегреваются независимо один от другого. Через высокотемпературную часть ПГ проходит только водяной пар, только он работает и в ТВД. Контур низкого давления заполнен в этом случае лишь нонаном, который смешивается с водяным паром, выходящим из ТВД, и смесь до давления в конденсаторе расширяется в ТНД. Отсутствие выпадения влаги в ТНД обеспечивается подбором расходов водяного пара и нонана.

Цикл на водном растворе аммиака как рабочем теле (называемый циклом А. Калины) может быть использован как при низкотемпературных, так и при высокотемпературных источниках теплоты. В настоящее время возможности цикла изучены достаточно хорошо; в частности, подробные оптимизационные расчеты выполнены не только самим автором, но и сотрудниками Массачусетского технологического института [25]. Эти расчеты подтвердили возможность достижения высоких экономических показателей таких установок. Особенности и перспективы применения цикла были объектом специальной научной конференции и в этом институте [26].

Важно отметить, что более высокие КПД цикла А. Калины по сравнению с КПД паросилового цикла достигаются без каких-либо коренных усовершенствований технологии. Максимальная температура $T = 840$ К и давление $p = 16,5$ МПа в цикле сохраняются на уровне, достигнутом современной практикой. При обычном для современных паровых турбин давлении за турбиной (0,165 МПа) объем-

ный расход через турбину в установке, работающей по циклу А. Калины, на порядок меньше, чем через турбину на водяном паре. Степень понижения давления в турбине А. Калины, таким образом, приблизительно равна 100. В сопоставимых пароводяных турбинах при перепаде давления от 12–12,5 МПа до примерно 50 мм рт. ст. ($\sim 6,7 \cdot 10^{-3}$ МПа) степень понижения давления достигает $\pi \sim 1800$. Турбина на водяном растворе аммиака должна иметь меньшее число ступеней, а ее последние ступени оказываются не столь дорогостоящими, в ней не нужны два или четыре выхлопа, как в обычной ПТ. Благодаря отсутствию влаги в паре не требуется защита входных кромок рабочих лопаток, обычно предусматриваемая в ПТ.

Испытания, проведенные в Центре технического развития им. Келлога в Хьюстоне, показали, что смесь аммиака и воды остается стабильной при температурах до 810 К и давлении свыше 10 МПа и при этом не содержит следов азота или водорода [26].

Одним из конструктивных недостатков установки, выполняемой по циклу А. Калины, является необходимость абсолютно герметичного уплотнения переднего конца вала вместо обычного лабиринтного уплотнения для предотвращения утечек аммиака.

КПД установок на водном растворе аммиака может быть в 1,6–1,9 раза выше, чем обычных ПТУ; полный КПД ПГУ может достигать 50–52%. Если при проектировании установки, работающей по циклу А. Калины, не исходить из необходимости использовать имеющееся энергооборудование, а оптимизировать параметры всего входящего в установку оборудования, то КПД установки можно ожидать на уровне 60% [25]. Расчеты показали, что удельные капитальные вложения в установку ниже, чем в обычных ПТУ; это снижение примерно пропорционально росту единичной мощности установок. Экономические оценки показали также, что срок окупаемости установки должен составлять всего 1–1,5 года вместо 6,5 лет для ПГУ с пароводяным циклом [23].

Выше указано одно из применений ПГУ с ГТУ сложного цикла – возможность отключения паровой регенерации; другие работы рассматривают возможность применения ГТУ усложненного цикла для оптимизации параметров паротурбинной части и всей ПГУ. В частности, ранее рассматривалось применение ГТУ с промежуточным подогревом газа [17, 27, 28] как одно из перспективных решений проблемы по-

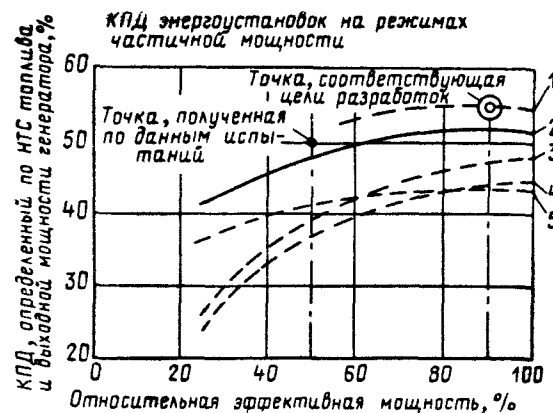


Рис. 9. Зависимость КПД комбинированных установок различных циклов от относительной эффективной мощности: 1 – цикл комбинированной установки, состоящей из ГТУ с промежуточным подогревом (с температурой газа перед турбиной 1673 и 1473 К) и из ПТ; 2 – цикл такой же установки, с температурой газа перед турбиной 1573 и 1473 К; 3 – цикл комбинированной установки, состоящей из ГТУ простого цикла (с температурой газа перед турбиной 1573 К) и ПТ; 4 – цикл комбинированной установки, состоящей из современной ГТУ простого цикла и ПТ; 5 – ПТУ мощностью 1000 МВт на природном газе

вышения экономичности ПГУ. Высокие параметры комбинированных установок с ГТУ, имеющими промежуточный подогрев, обеспечиваются не только на расчетном режиме, но и на режимах частичной мощности, что можно видеть из графиков, приведенных на рис. 9 [29].

Рассматриваются также варианты циклов ГТУ с промежуточным охлаждением при сжатии и промежуточным подогревом при расширении [30]. Преимущества ПГУ с ГТУ, имеющими промежуточное охлаждение и подогрев, по сравнению с ПГУ с ГТУ простого цикла видны из рис. 10. ГТУ, для которой построены эти кривые, – известная японская установка AGTJ-100, имеющая промежуточное охлаждение и промежуточный подогрев; она уже изготовлена и проходит испытания (см. раздел V, где показаны схемы и параметры таких ПГУ и ГТУ).

Проводятся расчетные оценки возможностей получения наилучших показателей ПГУ различного назначения и различного типа, причем в предмет изучения включаются ГТУ,

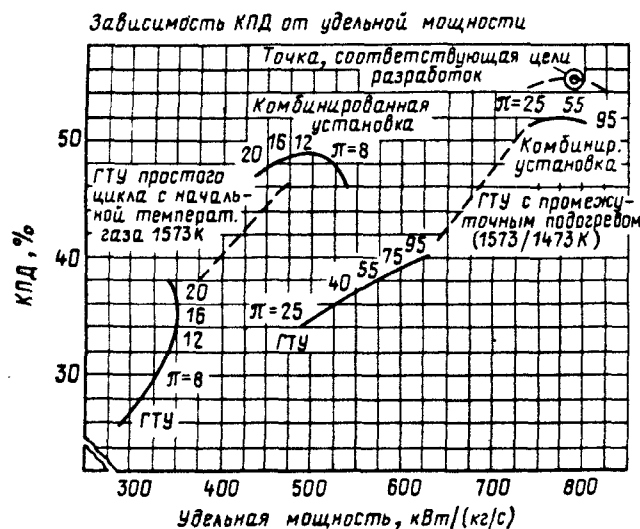


Рис. 10. Степени повышения давления π , КПД и удельная мощность цикла комбинированной установки с ГТУ типа AGTJ-100A

работающие по усложненным циклам. Так, в [30] выполнен термодинамический анализ, показавший влияние параметров как ГТУ, так и ПТУ на полный КПД комбинированного цикла. Получено, в частности, что максимальный КПД комбинированной установки достигается в любом цикле ПГУ при условии, что ГТУ имеет максимальную удельную работу. При этом наилучшие показатели ПГУ получаются при применении ГТУ с несколькими степенями расширения и подогревами между ними.

Особенностью ПГУ с промежуточным подогревом между степенями расширения является то, что большие части процессов сгорания и отвода работы протекают при повышенной температуре; при этом снижаются необратимые потери при процессах сжигания топлива и передаче теплоты рабочему телу. Вместе с тем, в таких ПГУ могут быть значительно большие потери из-за охлаждения элементов проточной части турбины. Влияние охлаждения может быть настолько заметным, что оптимальные начальные температуры газа в цикле будут значительно ниже оптимальных температур в простейшем цикле ГТУ с такой же системой охлаждения [31]. При некоторых менее эффективных способах охлаждения оптимизированный цикл с промежуточным

подогревом будет иметь незначительные преимущества или вообще не будет иметь их по сравнению с соответствующим циклом простейшей ГТУ. Таким образом, для решения вопроса о практическом осуществлении циклов с промежуточным подогревом решающим является учет потерь, вызываемых охлаждением, при термодинамической оптимизации цикла.

Для изучения влияния охлаждения на параметры цикла ГТУ и ПГУ разработана термодинамическая модель охлаждаемых турбин [32]. Модель основана на представлении реальной турбины в виде расширяющегося потока канала с непрерывным отбором работы. Модель допускает решение в замкнутой форме и в то же время остается достаточно детальной, обеспечивая получение полезных численных результатов. При этом могут быть рассчитаны ключевые параметры, определяющие потери из-за охлаждения, могут быть сопоставлены различные способы охлаждения и оценены их предельные характеристики. Основные соотношения, учитывающие все виды потерь из-за охлаждения, упрощены благодаря тому, что рассматривается идеальный газ с постоянными свойствами. В модель включены соотношения для местных потоков массы и состояния вдоль расширяющегося канала в зависимости от изменения температуры. Показано, что основным параметром, определяющим потери из-за охлаждения, служит соотношение потоков теплоты и работы в стенке расширяющегося канала.

Полученные в замкнутом виде уравнения для относительного массового расхода охладителя, работы и отношения давлений при охлаждаемых каналах могут быть использованы для расчета КПД и удельной мощности цикла при различных моделях системы охлаждения. При заданной относительной максимальной температуре цикла ν (равной отношению температуры газа перед турбиной T_r к температуре наружной среды T_0) и относительной температуре стенки лопатки $\beta = T_d/T_0$ (T_d — температура стенки лопатки) относительный массовый расход газа на входе подсчитывается по уравнению

$$g_r = \frac{G_r}{G_r^*} = \exp(\sigma\beta\psi_1 - \sigma\psi_2),$$

где G_r — массовый расход газа, G_r^* — массовый расход газа в расширяющемся канале при равенстве местной относи-

тельной температуры торможения $\tau = I/I_0$ значению β ;

$$\sigma = \frac{St (A_{CT} / A)}{C(\gamma - 1) M_0^2}$$

— параметр, который характеризует относительные тепловые и мощностные нагрузки, приходящиеся на поверхности турбины (обычно $\sigma = 0,1-0,2$); ψ_1 и ψ_2 — функции температуры, имеющие вид:

$$\psi_1(r_i) = \frac{2}{M} \left(\arctg \frac{2\sigma\tau + B}{M} - \arctg \frac{2\sigma\beta + B}{M} \right);$$

$$\psi_2(r_i) = \frac{1}{2\sigma} \left[\ln \frac{\phi(r)}{\phi(\beta)} - B\psi_1 \right];$$

$$B = n - \sigma(a + \beta); M = (4\sigma C - B^2)^{1/2}; \phi(r) = (\beta - a) +$$

$$+ [\sigma(\tau - a) + n](\tau - \beta); C = (1 - n)\beta + a(\sigma\beta - 1);$$

$St(A_{CT}/A)$ — число Стантона, определенное по отношению площади охлаждаемой поверхности ступени к площади поперечного сечения проточной части; n — постоянная, учитывающая снижение числа Стантона при проникающем охлаждении, в соотношении $St = St_0 - nb$ (St_0 — число Стантона при непроницаемой стенке); коэффициент n изменяется в пределах от примерно $1/2$ при малом вдуве через пористую стенку до примерно $1/8$ при вдуве, соответствующем отрыву (в работе значение n принималось как идеальное постоянное значение, равное $1/4$); C — постоянная, характеризующая геометрию ступени; γ — показатель адиабаты; M_0 — отношение окружной составляющей потока газа на среднем диаметре ступени $u_{ср}$ к скорости звука в воздухе; $\tau = T/T_0$ — относительная температура газа на рассматриваемом участке; $a = T_a/T_0$ — относительная температура охлаждающего воздуха.

Безразмерная работа охлаждаемой части всего процесса расширения определяется по уравнению

$$W = g_r (\tau - a) + (a - \beta)$$

или по уравнению

$$W = \frac{1}{\sigma} \ln [1 + \sigma(\tau - \beta)].$$

Степень понижения давления в охлаждаемой части определяется из уравнения

$$\left(\frac{p}{p^*} \right) = \left(\frac{\tau}{\beta} \right)^{c_p/R} \exp \left[- \frac{c_p}{R} (\xi - \xi^*) \right].$$

Здесь c_p — удельная теплоемкость при постоянном давлении; R — газовая постоянная; $\xi - \xi^*$ — безразмерная удельная энтропия, определяемая из соотношения

$$\xi - \xi^* = [Y\sigma\beta - \sigma(\beta + a) - nI]\psi_1 + \sigma(1 - Y)\psi_2 +$$

$$+ [a\sigma\beta - I(\beta - n\beta - a)]\psi_3,$$

где кроме указанных выше параметров $\beta, \sigma, a, n, \psi_1, \psi_2$ введены параметры $Y = (\gamma - 1)M^2$; $I = (1 - \eta_{\Pi})/\eta_{\Pi}$; η_{Π} — политропный КПД, учитывающий и смешение, и газодинамические потери из-за охлаждения, а

$$\psi_3(r) = \frac{1}{C} \left[\ln \frac{r}{\beta} + \frac{1}{2} \ln \frac{\phi(\beta)}{\phi(r)} - \frac{B}{2} \psi_1 \right]$$

(все обозначения в этой формуле раскрыты выше).

Путем деления общей степени понижения давления в турбине на степень понижения давления в охлаждаемой части определяется степень понижения давления в оставшейся адиабатной части расширяющегося канала; температура на выходе из этой части и ее работа затем подсчитываются обычным путем. Работа компрессора и теплота, подведенная к рабочему телу в КС, также подсчитываются обычными методами.

При подсчете КПД комбинированного цикла предполагалось, что в утилизирующем паротурбинном контуре используется некоторая часть работы газа на выходе из турбины [17].

Разработанная модель применена для оценки параметров ГТУ и ГПУ с тремя способами охлаждения: внутренним воздушным, проникающим пористым и внутренним жидкост-

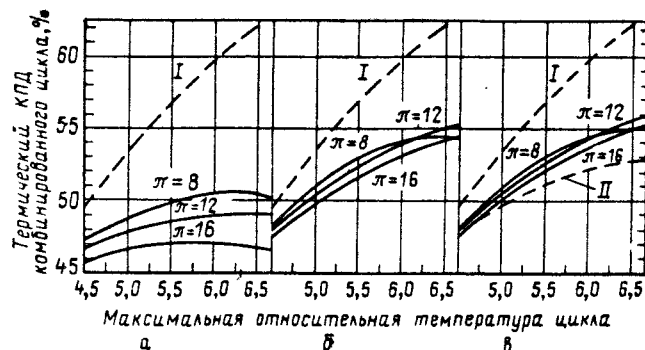


Рис. 11. Зависимости КПД комбинированного цикла от максимальной относительной температуры газа (на входе в ГТ) при разных степенях повышения давления в цикле ГТУ и разных системах охлаждения: внутреннем воздушном (а), завесном (б) и внутреннем жидкостном (в): I – предельный цикл без теплообмена; II – степень повышения давления $\pi = 12$, отведенная теплота полностью потеряна;

ным [32]. Получены количественные оценки и сравнения необратимостей, возникающих из-за трения в проточной части, теплоотдачи, дросселирования охлаждающего воздуха и при смешении охладителя с основным потоком газа. Значения исходных параметров для расчета таковы: $A_{ст}/A = 8$; $u_{ср} = 275$ м/с; $M_0 = 0,8$; $\gamma = 1,4$; степень реактивности соответствует значению параметра $C = 1,6$; $\beta = 3,5$; $(1 - \eta_T) = 0,15$ (η_T – КПД турбины); $(1 - \eta_K) = 0,1$ (η_K – КПД компрессора); исходная степень повышения давления $\pi = 12$; $\nu = 5,5$. Для циклов с двумя последними из указанных способами охлаждения принято $\sigma = 0,15$; для лопаток с внутренним воздушным охлаждением $\sigma = 0,3$; параметр $Y = 0,2$ при первом и втором способах охлаждения; параметр $n = 0,125$ для цикла с системой пористого охлаждения. Результаты расчетов показаны на рис. 11. Из рисунка следует, что максимальное значение КПД комбинированного цикла несколько превышает 50% при внутреннем воздушном охлаждении и достигает почти 55% при двух других способах охлаждения. Эти максимальные значения достигаются при температурах T_r , значительно превышающих освоенные в настоящее время в установках, предназначенных для несения базовой нагрузки. В наиболее экономичных комбинированных циклах степени повышения давления невелики – от 8 до 12. КПД комбинированной установ-

ки с внутренним воздушным охлаждением ГТ наиболее сильно зависит от π , а зависимость КПД от температуры весьма пологая. Однако при проникающем охлаждении и внутреннем жидкостном охлаждении явного максимума КПД цикла по температуре не отмечается и он продолжает возрастать с повышением температуры газа.

Изучаются новые системы воздушного охлаждения, обеспечивающие снижение расходов воздуха и повышение эффективности охлаждения лопаток для обеспечения минимального отрицательного воздействия на основные показатели ГТУ и ПГУ. Предложена, в частности, система воздушного охлаждения турбины, в которой охлаждающий воздух, отведенный из полости КС, поступает в воздухоохладитель, а затем параллельными потоками – к сопловым лопаткам I и II ступеней. Воздух, подаваемый к сопловой лопатке I ступени, протекает через охлаждающие каналы в профильной части лопатки и отводится к рабочим лопаткам I и II ступеней и (при необходимости) к рабочим лопаткам III ступени через отверстия в дисках. Воздух целесообразно предварительно охлаждать, так как в рабочие лопатки он поступает нагретым, поскольку до этого он охладил сопловые лопатки. Для сопловой лопатки I ступени принята многоходовая конвективная схема охлаждения, включающая внутренние каналы с поворотами, а также турбулизаторы и ряды штырьков. Кроме указанных, достоинством системы охлаждения является то, что для охлаждения сопловой лопатки I-й ступени можно добавлять расход охлаждающего воздуха, требующийся для охлаждения рабочих лопаток, поэтому к участку выходной кромки сопловой лопатки можно подавать ненагретый воздух. Температура воздуха может быть снижена либо в теплообменнике, либо путем впрыска и испарения воды в воздухе. Выполненные для сравнения эффективности ГТУ и ПГУ с различными системами охлаждения газодинамический, тепловой и прочностной расчеты крупноразмерной ГТУ со степенью повышения давления 14,5, расходом воздуха 450 кг/с, трехступенчатой турбиной показали, что новая система охлаждения расширяет возможности конструирования. Достижимые параметры рассмотренной системы охлаждения ограничены температурой рабочих лопаток I ступени, в то время как для известных систем они ограничены температурой сопловых лопаток I ступени. Предложенная система охлаждения обеспечивает значительное улучшение основных показателей га-

зотурбинных и комбинированных циклов по сравнению с циклами, в которых используются обычные системы охлаждения [33].

Возможно повышение параметров установки при применении парового охлаждения в системах, аналогичных системам воздушного охлаждения. Возможно, в частности, применение двухфазного проникающего охлаждения [32]. Пар в системе охлаждения находится при температуре лопатки и, таким образом, является перегретым. Основным недостатком такой системы является необходимость применения очищенной воды. Проникающее паровое охлаждение естественно сочетается с источником пара, имеющимся во многих комбинированных установках – с КУ. Эффективность такого охлаждения отмечается в отечественных [15, 34] и в зарубежных [31] исследованиях, причем паровое охлаждение еще в 60-х годах рассматривалось как перспективное для применения в ГПУ по схеме рис. 4, и в работах ЦКТИ-ЛПИ [15].

Промежуточный подогрев в процессе расширения и другие термодинамические способы повышения КПД установок рассматриваются для циклов ГТУ не только на продуктах сгорания традиционного жидкого или газообразного топлива, но и на продуктах сгорания водорода [35]. Получены расчетные параметры циклов ГТУ с регенерацией и промежуточным подводом теплоты, осуществляемым путем сжигания водорода между рядами лопаток ГТ, рассмотрен однократный и многократный промежуточные подводы теплоты. Рассчитаны параметры трех циклов ГТУ: цикла регенеративной ГТУ с промежуточным подогревом, предварительным подогревом водорода и ПГ; такой же ГТУ с впрыском воды за компрессором; такой же ГТУ в сочетании с утилизационной ПТУ, составляющих ГПУ. Расчеты циклов выполнены для случаев применения охлаждения турбины паром и случая цикла без охлаждения ГТ. Исходные начальные параметры: $T_{г} = 1270 \div 1570$ К; $\pi = 3 \div 20$; $\eta_k = 0,88$; $\eta_{г} = 0,9$; $\eta_{п.г} = 0,85$; степень регенерации $\sigma = 0,6 \div 0,8$; КПД компрессора, дожимающего водород, 0,5. Возможность и особенности сжигания водорода в турбине изучены на стенде одноступенчатой турбины. Отмечено, в частности, что сжигание водорода между рядами лопаток требует увеличения ширины ряда в 1,5–2,0 раза для обеспечения полноты сгорания водорода. Это приводит к возрастанию площади охлаждаемой поверхности и, следовательно, к повышению расхода охлади-

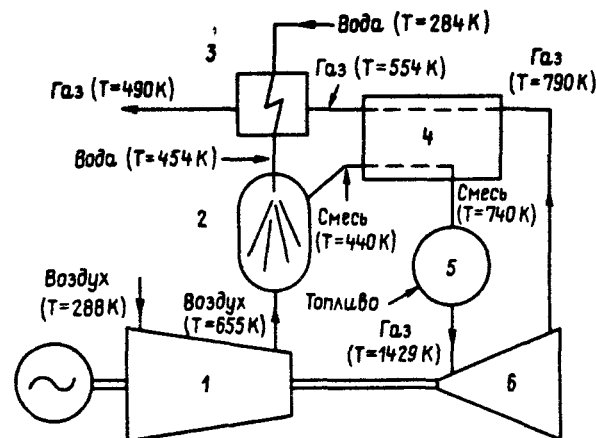


Рис. 12. Схема установки с регенератором и струйным испарителем (позиции указаны в тексте)

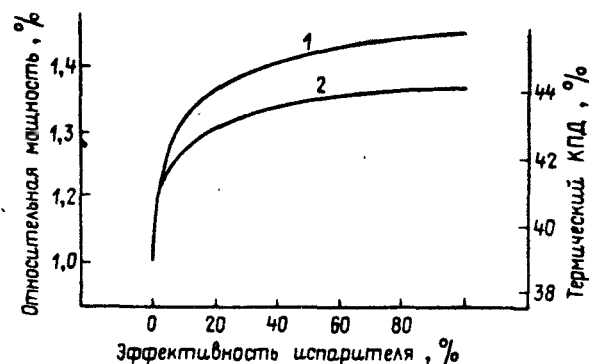


Рис. 13. Зависимость относительной эффективной мощности (кривая 1) и термического КПД (кривая 2) от эффективности испарителя

теля, в качестве которого используется пар, получаемый путем утилизации теплоты ОГ за ГТУ. Наибольший КПД получен для цикла комбинированной установки: 63% для неохлаждаемой ГТ и 58% для ГТ с охлаждением.

Регенерация как способ повышения термодинамической эффективности ГТУ также рассматривается при сравнительной оценке различных ПГУ. В частности, рассматривается применение регенерации в установке с впрыском воды в воздух за компрессором [36]. Расчеты показывают, что

мощность такой установки по сравнению с ГТУ простого цикла может быть на 50% выше, и при этом ожидается соответствующее повышение КПД.

В установке с регенерацией и впрыском пара (в количестве 10% по массе от расхода воздуха), газы, расширяющиеся в ГТ 6 (рис. 12), охлаждаются в регенераторе 4, после чего нагревают воду в нагревателе 3, которая подается в нагретом состоянии в струйный испаритель 2. Воздух из компрессора 1 с температурой 655 К поступает в испаритель 2; температура водовоздушной смеси за испарителем 440 К. В регенераторе смесь нагревается до 740 К и поступает в КС 5. Обращает на себя внимание высокая степень регенерации (0,86), обеспечиваемая благодаря теплофизическим свойствам водовоздушной смеси. КПД такой установки $\eta_c = 42\%$. Для установок с более высокими начальными параметрами газа ожидается $\eta_c = 45\div 46\%$ [36].

Расчеты показали, что достаточно обеспечить эффективность испарителя на уровне 30% (рис. 13). В этом случае мощность и термический КПД цикла заметно возрастают по сравнению с исходным циклом, а регенератор и испаритель имеют приемлемые размеры.

Сравнение возможностей применения пара вместо воды в установках рассматриваемого типа показало, что при умеренных начальных температурах газа (порядка 1250 К) показатели цикла с впрыском пара выше, чем у цикла с впрыском воды, при $\pi < 18$. При более высоких $T_r = 1450\text{--}1500$ К преимущество впрыска воды перед впрыском насыщенного пара прослеживается для степеней повышения давления до 30.

Расчетное сопоставление основных параметров простого цикла, цикла ГПУ с впрыском пара, цикла с регенерацией и впрыском воды показало, что цикл с регенерацией и впрыском воды за компрессором обеспечивает меньшее потребление воды, чем циклы с впрыском пара или цикл ПГУ с КУ, однако КПД этого цикла несколько ниже, чем КПД ПГУ с КУ.

Термодинамическая эффективность цикла с промежуточным охлаждением и регенерацией может быть повышена либо путем испарительного охлаждения воздуха на выходе из компрессора, либо путем впрыска и испарения некоторого количества воды в регенераторе. Второй из этих циклов рассматривается как модифицированный цикл с промежуточным охлаждением и регенерацией [37]. Выполнено расчетное

сравнение такого цикла и циклов с обычным промежуточным охлаждением и обычной регенерацией в широком диапазоне изменения T_r и π при двух различных уровнях технологии изготовления ГТ элементов ГТУ. Показано, что КПД модифицированного цикла должен быть более чем на 5% (абсолютных) превышать КПД исходного цикла. Около 60% этого улучшения достигается при испарительном охлаждении воздуха на выходе из компрессора и около 40% — при применении испарения воды в регенераторе. Параметры модифицированного цикла сопоставлены с циклом ГТУ без промежуточного охлаждения с впрыском пара. Предложенный модифицированный цикл имеет на $\sim 2,8\%$ более высокий КПД и при этом требуется значительно меньший расход воды.

В [38] выполнен термодинамический анализ параметров ГТУ простого цикла с впрыском пара, не имеющей ни регенерации, ни промежуточного подогрева и охлаждения. Анализ выполнен с применением эксергетического метода, находящего довольно широкое распространение в практике проектирования ПГУ. Рассмотрено влияние потерь различных видов на характеристики установки. Расчеты выполнялись при исходных параметрах, типичных для ГТУ, с использованием вычислительной программы. Результаты показали возможность достижения высоких КПД и больших удельных мощностей, однако характеристики ГТУ с впрыском пара оказались менее благоприятными и по абсолютным значениям ниже, чем у ПГУ с КУ за ГТУ.

Для современного уровня развития энергетики характерным является быстрое наращивание мощностей электростанций путем установки ГПУ с отдельными контурами (по схеме рис. 4, а). Поскольку, как показано выше, единичная мощность бинарных ГТУ невелика и не может удовлетворять потребности в наращивании мощностей электростанций, то обычно на несколько ГТУ, входящих в состав ПГУ, предусматривается установка одного ПГ и одной паровой турбины. Таких модулей может быть несколько на одной станции, и в широком диапазоне нагрузок при такой компоновке обеспечивается высокая экономичность всей электростанции. Основная задача при проектировании таких станций заключается в выборе стандартного оборудования, выпускаемого промышленностью.

Как указано во введении, распространенным за рубежом способом повышения эффективности, наращивания мощностей

и снижения вредных выбросов работающих паротурбинных электростанций является надстройка паротурбинных блоков новыми ГТУ. Такие блоки могут работать не один десяток лет и со временем перестают удовлетворять потребностям районов, городов и отдельных промышленных потребителей в электроэнергии, теплоте и паре для промышленных нужд. При надстройке основные изменения претерпевает паротурбинная часть установки; если, например, целью переоборудования является повышение КПД станции, то мощность паротурбинной части при этом уменьшается, и должна быть изменена проточная часть ПТ. Передопачивание обычно ограничивается лишь ТВД, уменьшается также число циркуляционных насосов и регенеративных подогревателей [39]. Для оптимизации параметров остающегося и вновь вводимого энергооборудования производится сопоставление способов преобразования исходных ПТУ в комбинированные ПГУ [40]. Рассматриваются параметры и основные показатели циклов комбинированных установок, изучаются способы преобразования ПТУ с паровым перегревом, с перегревом и промежуточным подогревом, а также ПТУ с регенеративным подогревом. Анализируются полученные результаты расчетов полного КПД комбинированных установок и соотношения паровой и газовой мощности в них; выполняется сопоставление значений этих параметров, полученных при различных способах преобразования (при замене исходного ПГ на КУ с дополнительным сжиганием топлива за ГТ и без дожига; при сохранении исходного ПГ и сжигании топлива в ОГ). Максимальный полный КПД преобразованной установки в ряде случаев достигается при применении КУ, а дожигание топлива за ГТ оказывается не всегда целесообразным.

При проектировании ПГУ на угле при его внутрицикловой утилизации рассматриваются основные показатели ПГУ различных схем и производится выбор наиболее эффективной по топливной экономичности и капитальным затратам. В [41] выполнено расчетное исследование параметров термодинамических циклов ПГУ четырех тепловых схем: с турбо-нагнетателем, с паровым охлаждением, с промежуточным подогревом в процессе расширения в турбине, с предварительным сжиганием. Расчеты выполнены в широких диапазонах изменения T_r и π в цикле и показали, что наиболее экономичными являются установки, работающие по циклам с промежуточным подогревом и с предварительным сжиганием.

Таблица 2

Состав газа, получаемого в результате пиролиза бытовых отходов

Компоненты	CO	CO ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	N ₂
Объемное содержание в процентах	7	16,5	14,5	4,5	1,5	56

Часто в качестве топлива для установок, одновременно вырабатывающих электрическую и тепловую энергию на теплоэлектростанциях или промышленных предприятиях (так называемые системы совместной выработки электрической и тепловой энергии – для сокращения будем называть их просто системами), рассматривается низкокалорийный газ. Такой газ получается не только в результате газификации каменного угля, но и при таких связанных с решением экологических проблем процессах, как, например, пиролиз городских бытовых отходов, ферментация отстоев сточных вод. Низшая теплота сгорания подобных топлив обычно невелика – порядка 5 МДж/м³ (для сравнения заметим, что низшая теплота сгорания природного газа, состоящего в основном из метана, порядка 36 МДж/м³). Состав топлива, получаемого путем пиролиза городских бытовых отходов, резко отличается от состава природного газа, что можно видеть из табл. 2 [42].

Расчеты процессов сгорания метана и низкокалорийного газа такого состава показали, что условия полного сгорания последнего можно принимать в системах в тех случаях, когда температура продуктов сгорания ниже 1800 К. Кроме того, температура сгорания низкокалорийного топлива значительно ниже, чем метана, но она достаточна, чтобы обеспечить указанную температуру сгорания.

В [42] предложена термодинамическая модель, учитывающая особенности низкокалорийного топлива, применительно к рассматриваемым системам. Установка на таком топливе может быть регенеративной, но регенерация может и отсутствовать; кроме компрессора, турбины и регенератора она включает в себя воздушный фильтр-глушитель, газовый компрессор, служащий для подвода горючего газа

КС, и КУ, в котором генерируется пар или горячая вода для районного теплоснабжения. Для оценки различных характеристик установки приняты следующие условия:

- топливо установки - газ, состоящий из CO , H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , CO_2 , H_2O и N_2 ;
 - продукты сгорания являются смесью CO_2 , H_2O , N_2 и O_2 , что следует из гипотезы о полноте завершения реакций горения;

- воздух представляет собой смесь N_2 , O_2 и H_2O . Для расчетов должны быть определены такие термодинамические переменные, как удельная теплоемкость c_p составляющего i -го газа; его энтальпия I_i ; парциальное давление газа p_i . Удельную теплоемкость при постоянном давлении составляющего i -го газа в смеси газов при температуре T предложено определять при разных температурах по зависимостям:

$$c_{p,i}(T) = \begin{cases} \sum_{j=0}^4 a_{i,j} \theta^{-j} & \text{при } T < 1200 \text{ K,} \\ \sum_{l=0}^4 a_{i,l} \theta^l & \text{при } T \geq 1200 \text{ K} \end{cases}$$

где $\theta = T / 1000$; $a_{i,j}$ ($j = 0 \div 4$) и $a_{i,l}$ ($l = 0 \div 4$) - постоянные коэффициенты, которые определяются по свойствам составляющего газа i .

Энтальпия $I_i(T)$ составляющего газа i тогда находится как

$$I_i(T) = \begin{cases} \int_{298}^T c_{p,i}(T) dT & \text{при } T < 1200 \text{ K,} \\ T \int_{1200}^T c_{p,i}(T) dT + I_i(1200) & \text{при } T \geq 1200 \text{ K} \end{cases}$$

Если обозначить газовую постоянную составляющего газа i через R_i , то его относительное давление $p_{r,i}(T)$ при температуре T определяется по зависимостям:

$$\ln p_{r,i}(T) = \begin{cases} \frac{1}{R_i} \int_{298}^T [c_{p,i}(T)/T] dT & \text{при } T < 1200 \text{ K,} \\ \frac{1}{R_i} \int_{1200}^T [c_{p,i}(T)/T] dT + \ln p_{r,i}(1200) & \text{при } T \geq 1200 \text{ K.} \end{cases}$$

Соответственно, энтальпия $I(T)$ и относительное давление $p_r(T)$ смеси газов, имеющей единичную массу (1 кг) при температуре T определяются по зависимостям:

$$I(T) = \sum_{i=1}^n I_i(T) V_i(T) / M,$$

$$\ln p_r(T) = \frac{1}{R_0} \sum_{i=1}^n V_i(T) R_i \ln p_{r,i}(T),$$

где n означает число составляющих газов в смеси; $V_i(T)$ - объемную долю газа в смеси; R_0 - обычную газовую постоянную и M - молекулярную массу газа в смеси.

Кроме указанных свойств топлива и продуктов сгорания, для расчетов характеристик систем задаются рядом параметров и переменных величин; к ним относятся: температура и давление газообразного топлива (например, 298 К и 0,1013 МПа); состав газообразного топлива и объемные доли каждого из компонентов (например, как показано в табл. 2); температура и относительная влажность наружного воздуха (например, 288 К, 70%); температура продуктов сгорания на входе в турбину (например, в пределах от 970 до 1770 К); степень повышения давления π в воздушном компрессоре (предварительно определяется ее оптимальное значение); адиабатный КПД воздушного и газового компрессоров (например, 0,85 и 0,85); адиабатный КПД турбины (например, 0,85); степень регенерации (например, 0; 0,65; 0,75; 0,85); электрическая мощность на клеммах генератора. Ко второй группе переменных и параметров относятся: давление наружной среды; давление и температура уходящих газов за КУ; коэффициент полноты сгорания в КС; КПД

электрогенератора; КПД использования энтальпии в КУ (может быть принят равным 0,95); относительные потери давления в фильтре-глушителе на входе в ГТУ; потери давления по воздуху и по газу в регенераторе; потери давления в камере сгорания; потери давления по газу в КУ, потери давления по газовому топливу в форсунке (могут быть приняты равными 5%); утечки воздуха в элементах ГТУ.

В расчетах рассматривались повышение температуры продуктов сгорания перед турбиной и введение регенератора как способы повышения экономичности системы. Низшая теплота сгорания топлива – газа, получаемого при пиролизе бытовых отходов, равна 4,94 МДж/м³. В расчетах применена описанная выше модель. Было определено, что при начальной температуре газа 1473 К и степени регенерации 0,75 установка на низкокалорийном газе должна иметь КПД 33,3%. При температуре 1773 К и степени регенерации 0,85 КПД может повыситься до 37,9%.

В той же работе [42] предложена методика экономического расчета подобных установок. Отмечается, что из-за большого влияния различных факторов экономические расчеты затруднены. В работе предложен показатель, который довольно просто позволяет оценивать экономическую целесообразность создания установки. Согласно предложенной методики, прибыль P_u на единицу вырабатываемой мощности (в денежных единицах на 1 Вт мощности) при работе установки в базовом режиме в течение 8760 ч в году может быть оценена как

$$P_u = 8760\alpha(C_e + C_h\eta_h/\eta_e - C_f/\eta_e),$$

где α – коэффициент нагрузки; C_e – отпускная цена единицы электроэнергии; C_h – отпускная цена единицы теплоты; C_f – цена единицы топлива (все эти цены – в денежных единицах на 1 Вт·ч); η_h – КПД генерирования теплоты; η_e – КПД генерирования электроэнергии. Все эти значения принимаются как среднегодовые. Если годовые затраты на установку равны R , а капитальные затраты на нее x , то "индекс прибыли" I_p , предложенный авторами, определяется как

$$I_p = P_u/R = \frac{8760\alpha}{R} (C_e + C_h\eta_h/\eta_e - C_f/\eta_e).$$

Для того, чтобы установка была экономически рентабельной, необходимо, чтобы $I_p > x$.

Интересно отметить, что системы на продуктах пиролиза бытовых отходов, согласно проведенным расчетам, оказались экономически выгодными, в то время как аналогичная установка на природном газе в тех же условиях не дает прибыли.

В [42] указано, что экономичность систем совместной выработки на подобных низкокалорийных топливах может быть повышена в дальнейшем благодаря усовершенствованию технологии получения и очистки горючего газа.

Важной задачей при оценке вновь проектируемых систем является не только уменьшение ее стоимости, но и отбор максимального количества энергии от отработавших в ГТУ газов, а также оптимизация элементов всей системы: ГТУ, паровой турбины, системы подачи питательной воды, экономайзеров, испарительных и пароперегревательных секций [43]. Задача усложняется тем, что для возможно более полного использования теплоты ОГ необходим переход на паротурбинный цикл с несколькими уровнями давления. Кроме того, параметры элементов ПГУ связаны между собой существенно нелинейными зависимостями. По этим причинам оптимизационная задача для системы в целом может быть решена только с привлечением современных математических методов и использованием ЭВМ. Применительно к рассмотренным системам на фирме Henry Vogt Machine Co. (США) разработана программа расчета на ЭВМ, позволяющая не только определять оптимальные параметры на расчетном режиме, но и оценивать их на нерасчетных режимах [43].

Вообще оптимизационный подход к определению параметров энергооборудования на тепловых станциях широко применяется за рубежом. Созданы вычислительные программы для определения основных технико-экономических показателей ПГУ всех типов с применением ЭВМ различных классов. Эти программы используются всеми ведущими турбостроительными фирмами мира. Так, при проектировании крупной электростанции Тракуа в Турции фирма ASEA-Brown Boveri использовала вычислительную программу RAPAS, составленную на основе пространственного моделирования, которое позволяет определять точное устройство компонентов, например, расположение трубопроводов и кабелей в основном корпусе и других зданиях [44].

Фирма Harvey Morris Associates: (шт. Нью-Джерси, США) разработала программу расчета на ЭВМ "Предварительная быстрая и точная оценка системы совместной выработки электрической и тепловой энергии" (PREFACE) [45], которая в настоящее время используется рядом компаний и организаций. Программа предназначена для оценки систем электрической мощностью от 100 кВт до 80 МВт. Первоначально программа разрабатывалась для анализа эффективности использования газа как топлива в системах совместной выработки электрической и тепловой энергии, однако она может быть применена и для оценки эффективности применения угля, сжиженного газа, жидкого топлива и ряда синтетических топлив. Основой программы PREFACE является набор уникальных и обширных исходных данных, которые разделены на две категории – на универсальные и персональные. Универсальные данные включают технические и эксплуатационные сведения о более 20 производителях турбин и двигателей, о стоимости обслуживания и эксплуатации, о характеристиках нагрузки более 12 000 установок. Персональные исходные данные, которые составляются совместно с заказчиком, включают сведения о местной структуре потребления газа и электроэнергии, цены и ограничения, климатические и топографические данные, сведения о стоимости рабочей силы и материалов. Цена одного расчета, выполненного по программе PREFACE, составляет всего 300–700 долл. вместо 5000–25 000 долл., обычно затрачиваемых на проведение подобных расчетов.

В [46] описаны алгоритм и программа COGENOPT, позволяющая выполнять оценки эффективности установок, которые предназначены для совместной выработки электрической и тепловой энергии. В качестве вводимых величин используются профили тепловой и электрической нагрузок, стоимости топлива и электроэнергии, стоимость энергетического оборудования и характеристики энергоустановки, выбранной в качестве эталонной, а также ряд подобных и сравниваемых с эталонной установкой систем, различающихся по мощности и по числу. Модель позволяет определить эксплуатационные расходы и приведенные расчетные затраты для различных систем с разным набором энергетического оборудования. На основании расчетов имеется возможность выбрать оптимальную систему. Важной особенностью модели является возможность учета возрастания стоимости, цен и нагрузок за весь срок службы выбираемого оборудования. Такая модель,

по мнению авторов, наиболее подходит для нужд фирм, уже имеющих опыт эксплуатации систем совместной выработки электрической и тепловой энергии.

Во многих применяющихся программах расчета ПГУ, параметры элементов которых связаны, как указано выше, существенно нелинейными зависимостями, задача решается в квазилинейной постановке методом последовательных приближений, что связано с большими затратами машинного времени, и, кроме того, такие программы не могут обеспечить расчет режимов частичной нагрузки и не позволяют широко варьировать отдельные параметры в интересующем разработчика диапазоне. В [47] предложено решать эту многокритериальную задачу оптимизации методами решения систем нелинейных уравнений, в частности усовершенствованным методом Ньютона. Такой подход позволил создать программу, слабо чувствительную к точности исходного приближения, позволяющую рассчитывать режимы частичных нагрузок и позволяющую проводить варианты расчеты.

Анализ экономической эффективности переоборудования действующих энергетических установок в ПГУ с помощью ЭВМ выполняется Консультативным советом фирмы Ruston Gas Turbine Ltd. (Великобритания) [48]. Для этих целей разработаны программы расчета, охватывающие широкий круг интересов потребителей, включая сопоставление показателей действующих ГТУ с показателями комбинированных ПГУ. Расчетами с применением ЭВМ получены обобщенные оптимальные параметры каждой из частей комбинированных ПГУ, выбор которых обеспечивает получение максимального полного КПД всей установки [49]. Метод расчета основан на выборе в качестве независимой переменной температуры ОГ за ГТУ на входе в КУ. Рассмотрены ПГУ без дожигания и с дожиганием топлива перед КУ. В качестве ГТУ рассмотрены как установки простого цикла, так и установки с промежуточным подогревом; в качестве ПТУ рассмотрены установки на перегретом паре, на перегретом паре с промежуточным перегревом, а также установки с отбором пара. Расчеты показали, что при любой ПТУ и при каждой выбранной ГТУ максимальный КПД достигается при условии получения максимальной удельной работы ГТУ. Характерным параметром для паротурбинной части ПГУ предполагалось производство степени регенерации теплоты ОГ в КУ на КПД паротурбинного цикла.

В лаборатории Civil Engineering Lab., принадлежащей ВМФ США, разработана вычислительная программа для технико-экономического анализа различных систем комбинированной выработки электрической и тепловой энергии [50]. Программа позволяет рассматривать различные сочетания первичных двигателей и теплоутилизирующих контуров. В качестве первичных двигателей могут рассматриваться не только ГТУ и ПТУ, но и двигатели внутреннего сгорания. В качестве исходных данных в программе используются начальная стоимость, КПД производства электроэнергии, стоимость и доступность топлива, соотношение потребностей в тепловой и электрической мощности, параметры получаемой теплоты, условия работы и обслуживания. Программа позволяет получать данные о ежемесячной компенсации затрат на теплоутилизирующее оборудование, о мощности и количестве пара, выработанном установкой, и т.п. Кроме того, могут быть определены данные о затратах на топливо, о стоимости ремонта и обслуживания установок и другие. Программа применена для выбора оптимального оборудования для многих госпиталей, университетов и других объектов в шт. Техас.

Оптимизация цикла ГПУ на водороде как топливе выполнена в [51]. Рассмотрен цикл ГПУ, включающей предварительный охладитель воздуха перед его поступлением в компрессор установки (воздух охлаждается жидким водородом, используемым затем в качестве топлива в КС ГТУ), компрессор, КС, ГТ, КУ и обычную конденсационную ПТУ. Целью функцией оптимизационных расчетов являлась тепловая эффективность или относительная удельная мощность ГПУ. Для оптимизационных расчетов использован метод коэффициентов, при котором термодинамические свойства пара выражены в функциях температуры и давления и представлены в виде полиномиальных функций. Такой метод может быть успешно применен для расчета цикла ГПУ и при этом явно определяются оптимальные рабочие условия.

Одна из математических моделей ГПУ, позволяющих оценивать потери из-за охлаждения высокотемпературной ГТ и определять их влияние на КПД и мощность установки, предложена в [52]. Модель позволяет сравнивать показатели ГПУ с различными системами охлаждения ГТ: внутренним конвективным воздушным, конвективно-плёночным воздушным, конвективно-плёночным паровым, замкнутым водяным и открытым водяным. Расчеты показали, что при каждом способе

охлаждения, степени повышения давления в компрессоре и давлении пара перед ПТ имеется оптимальное значение начальной температуры газа T_r при входе в ГТ, при котором КПД комбинированного цикла становится максимальным. Весьма благоприятной является характеристика комбинированного цикла, в котором применено паровое (особенно — плёночное паровое) охлаждение ГТ, причем пар генерируется путем использования отбросной теплоты рабочего тела.

Во многом аналогичное расчетное исследование выполнено в уже упоминавшейся работе [32].

Вычислительная программа, позволяющая моделировать параметры ГПУ с учетом данных, которыми располагает фирма-изготовитель, представлена в [53]. Программа позволяет работать оператору в диалоговом режиме, написана на языке FORTRAN 77. Она позволяет пользователю определять с экономической точки зрения оптимальные рабочие режимы и выполнять экономический анализ каждой из четырех систем совместной выработки: системы с КУ без дополнительного дожигания топлива; системы с КУ и дополнительным дожиганием топлива перед ним; системы с КУ, без дополнительного дожигания, но с дополнительным парогенератором (ПГ); системы с дополнительным дожиганием перед КУ, КУ и дополнительным ПГ. Программа состоит из шести взаимосвязанных блоков. В программу SYSTEM, которая применима лишь для ПТ, включены подпрограммы, которые облегчают моделирование систем, перечисленных выше. Для большей достоверности результатов счета в базу данных включаются сведения о параметрах оборудования, которыми располагает расчетчик, например характеристики (в виде кривых), связывающие температуру воздуха на входе в ГТУ, мощность ГТУ, а также расход и температуру продуктов сгорания за ГТУ и характеристики используемого топлива. Применяемая подпрограмма обеспечивает при счете двойную интерполяцию (по температуре воздуха на входе и по мощности) значений, получаемых при преобразовании исходных кривых в цифровую форму. Благодаря этому можно определить расход, температуру на входе и количество сжигаемого топлива по температуре воздуха на входе и по мощности.

Для подсчета количества теплоты, отбираемого от ОГ ГТУ, необходимо знать состав и термодинамические свойства этих газообразных продуктов. Для этих целей имеется

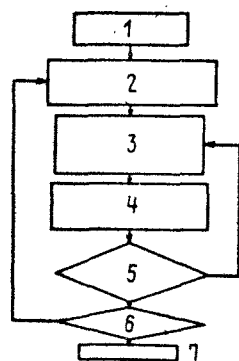


Рис. 14. Алгоритм расчета паропроизводительности КУ в комбинированной установке: 1 – параметры при номинальной мощности; 2 – расчет температуры пара на выходе из пароперегревателя; 3 – расчет паропроизводительности и температуры за испарителем; 4 – расчет температуры воды на выходе из экономайзера; 5 – оценка сходимости температуры воды на выходе из экономайзера; 6 – оценка сходимости значения паропроизводительности; 7 – окончание расчета

программа, позволяющая вести расчеты в зависимости от количества и состава сжигаемого топлива с использованием полиномиальных зависимостей. Подобным же образом ведутся расчеты термодинамических свойств продуктов сгорания за камерой дополнительного дожигания топлива.

По известным параметрам продуктов сгорания моделируется КУ. Программа разделяет КУ на три элемента: экономайзер, испаритель и перегреватель. Такое разделение выполняется по трем отдельным подпрограммам. Различные условия работы выражаются в зависимости от номинальных условий. Параметры пара за КУ получаются в зависимости от расхода, температуры на входе и состава продуктов сгорания. Алгоритм расчета представлен на рис. 14.

Моделирование параметров ПГ производится с использованием графической зависимости эффективности от нагрузки. Отмечаются значения максимальной и минимальной нагрузки, в пределах между которыми ПГ может работать нормально; учитывается также его тепловая инерция, когда происходит внезапное изменение графика нагрузки.

Фирмой Thermoflow Inc. (США) разработана вычислительная программа GT Pro для персональных ЭВМ, позволяющая исследовать параметры и рассчитывать характеристики систем производства электрической и тепловой энергии с ПТ и ГТ [54]. В течение менее 30 мин программа позволяет получить оптимизированный тепловой баланс всех агрегатов системы и основные параметры, необходимые для дальнейшего конструирования агрегатов. Программа позволяет работать в диалоговом режиме и учитывать собственный опыт

проектирования, имеющийся у разработчика. Программа характеризуется следующими особенностями.

1. В качестве базы данных она содержит параметры и характеристики широкого ряда ГТУ промышленного и авиационного типов, что позволяет рассчитывать параметры установки как на номинальном режиме, так и на режимах частичных нагрузок. База данных может постоянно пополняться за счет средств разработчика программы. В приведенном в [54] примере приведены сведения о 44 ГТУ разных типов, выпускаемых различными фирмами в ряде стран.

2. В качестве базы данных о паротурбинных частях установок программа содержит сведения о характеристиках теплообмена в КУ с дожиганием топлива и без дожигания топлива перед ними, а также конструктивные особенности гладкотрубных и оребренных конструкций теплообменников. Кроме того, в этом же разделе программы содержатся сведения о ПТ без отбора и с отбором пара на технологические нужды, о возможностях подавления образования оксидов азота и о впрыске пара в ГТУ для форсирования установки по мощности. Указываются также другие особенности выбираемых ПТ (с двумя давлениями, одним давлением, с противодавлением и т.д.).

3. Программа позволяет рассмотреть и сравнить параметры и характеристики комбинированных установок всех типов, указанных выше. В каждой из установок учитываются несколько подсистем, наилучшим образом обеспечивающих потребности паротурбинной части. Программа позволяет автоматически выбирать оптимальную конструкцию подсистемы из сотен возможных вариантов.

4. В качестве входных данных в программу вводятся сведения о модели ГТУ, которую конструктор хочет использовать в ПГУ, о количестве ГТУ, об особенностях местоположения установки и (если имеются) потребности в генерировании пара для внешних потребителей. В диалоговом режиме уточняются конструктивные детали и делается выбор этих параметров.

5. Указывается желательность (или нежелательность) введения дополнительного дожигания топлива; однако этот выбор может быть произведен программой автоматически, если заданы потребности в паровой нагрузке. Можно также задать параметры паротурбинного цикла, однако и они могут быть получены автоматически с помощью программы.

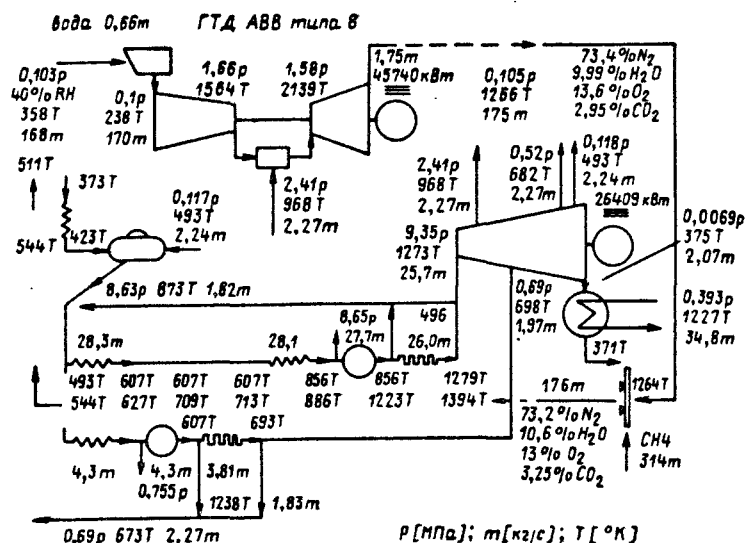


Рис. 15. Тепловая схема комбинированной установки, построенная персональной ЭВМ по программе "GT Pro"

6. Программа требует от пользователя определения всех конструктивных ограничений и параметров, необходимых для конструирования КУ (таких, как минимальные температурные напоры, потеря давления, тип теплообменной поверхности и др.). Если пользователь затрудняется в выборе, то программа дает автоматическую "подсказку", указывая "приемлемые значения", которые либо принимаются, либо корректируются.

7. Если все исходные данные приняты, то программа рассчитывает и выдает сведения о мощности ГТУ и о ее характеристике, о мощности ПТ и о характеристике паротурбинного цикла, о конструкции и характеристике КУ.

8. Программа позволяет автоматически провести расчет удельной стоимости установки, если в качестве исходных данных в нее заложены сведения о стоимости ГТУ, указанных в п. 1, и о стоимости блоков котел-турбина.

9. Полная программа включает графическое построение тепловой схемы комбинированной установки, учитывающей тепловой баланс, расходы, давления и температуры рабочих тел в характерных точках термодинамического цикла. На рис. 15 в качестве примера приведена одна из реальных тепловых схем, включающая ГТУ типа 8 фирмы ASEA-Brown Boveri (BBC), испарительное охлаждение воздуха, поступающего в

компрессор, впрыск пара, отведенного из ПТ, в КС ГТУ с целью подавления образования оксидов азота, ПТ с двумя уровнями давления пара, дополнительным дожиганием топлива и отбором пара на технологические нужды из турбины и из КУ. На графопостроитель могут выводиться другие результаты расчетов, например, процесс теплообмена в КУ.

По заказу пользователя программа позволяет вести расчеты как в британских, так и в метрических единицах, а также в любых денежных единицах. Авторы программы поставляют демонстрационный диск, на котором записан пример расчета ГПУ.

II. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПГУ НА ЖИДКОМ И ГАЗООБРАЗНОМ ТОПЛИВЕ

К энергетическим ПГУ отнесем комбинированные установки с ГТ и ПТ, обеспечивающие потребителей электрической и (иногда) тепловой энергией.

Указанные во введении и в разделе I термодинамические и экономические достоинства ПГУ различных типов обеспечили устойчивый спрос на них в развитых и развивающихся странах. Применение ПГУ рассматривается как кардинальный путь развития отечественной энергетики [7]. Опыт разработки и создания энергетических ПГУ систематически анализируется и обобщается в специальной отечественной литературе [4, 7, 55-58]. Производство и применение ПГУ, несмотря на происходящие временные спады, сохраняются устойчивыми в течение последних 6-8 лет. Прогнозируемое расширение после 1990 г. применения ПГУ обусловлено главным образом резким ростом стоимости производства энергии за последние 10 лет; малоэкономичные установки в таких условиях не выдерживают конкуренции. Использование теплоты ОГ стало экономически выгодным и широко распространено. В 1983 г. в США около 5% всей мощности вырабатывалось комбинированными установками. В Европе, где исторически стоимость энергии всегда выше, комбинированные установки применяются еще шире. Например, в ФРГ около 25% всей потребляемой энергии производится установками совместной выработки электрической и тепловой энергии. К 1995 г. в США ожидается увеличение мощности комбинированных установок на

15 000 МВт. Основным типом таких установок будут комбинированные установки с ГТУ и ПТУ. В штатах Техас и Луизиана доля энергии, производимой такими установками, достигнет 70% [59].

Некоторое представление о современных возможностях зарубежного энергетического парогазотурбостроения и о тенденциях развития ПГУ дает обзор заказов на энергооборудование, выполненный в конце 1988 г. [60]. Отмечены три тенденции.

1. Развитие комбинированных ПГУ для производства электроэнергии. В 1987 г. разрабатывались проекты пяти крупных ПГУ, в их число входила разработка ПГУ нового типа, предназначенной для замены энергооборудования на неработающих атомных станциях (12 таких установок предполагалось спроектировать и построить). Одним из направлений расширения применения ПГУ является их использование для повышения мощности работающих энергетических ПТУ. Общая мощность заказанных ПГУ для производства электроэнергии насчитывает 3200 МВт, они предназначены для электростанций США, Турции и Индии.

2. Развитие ПГУ, предназначенных для теплоснабжения городских районов и отдельных потребителей. Эта тенденция особенно характерна для европейских стран с их растущим потреблением газового топлива. Число таких ПГУ весьма велико, они предназначаются для работы на тепловую сеть городских районов, а также для автономного обеспечения электроэнергией и теплом таких потребителей, как университетские городки, исследовательские центры, госпитали и т.п. Причиной широкого распространения подобных установок является прежде всего экономическая целесообразность использования их в замкнутых районах со многими зданиями, принадлежащими одному владельцу и имеющими весьма широкие диапазоны потребностей в электроэнергии и теплоте. В связи с этой тенденцией предполагается значительное расширение числа заказов на ГТУ небольшой мощности.

3. Повышение эффективности использования энергии в промышленности. Соотношение тепловой и электрической мощностей изменяется в сторону расширения производства электроэнергии, при этом потребности наилучшим образом покрываются комбинированными установками с ГТУ и КУ. Для этих целей также предполагается значительное расширение производства ГТУ мощностью 3–5 МВт.

Таблица 3

Общие сведения о некоторых энергетических ПГУ

Проект электростанция и страна	Фирма-изготовитель, страна и тип ГТУ	Мощность и число ГТУ и ПТУ при условиях ИСО
"Мидланд", США	Brown Boveri (Швейцария), тип 11 N	86 МВт × ×(12 ГТУ) + + 365 МВт × ×(1 ПТУ)
"Амбари", Турция	Siemens/KWU (ФРГ), тип V 94	150 МВт × ×(6 ГТУ) + + 173 МВт × ×(3 ПТУ)
"Кавас", Индия	Alsthom/General Electric (Франция-США), тип PG 9001E	110 МВт × ×(4 ГТУ) + + 100 МВт × ×(2 ПТУ)
"Аураия", Индия	Mitsubishi (Япония), тип MW701	130 МВт × ×(4 ГТУ) + + 109 МВт × ×(2 ПТУ)
"Анта", Индия	Brown Boveri (Швейцария), тип 13 D	95 МВт × ×(3 ГТУ) + + 165 МВт × ×(1 ПТУ)

В данном разделе основное внимание уделено комбинированным установкам, обеспечивающим первую и вторую тенденции развития; установки третьего типа рассмотрены в разделе V.

Сведения о наиболее крупных энергетических ПГУ, заказанных в 1987 г., приведены в табл. 3.

Как правило, новые электростанции с ПГУ предназначены для работы в базовом или полупиковом режиме. В отличие от состояния, наблюдавшегося ранее, когда наиболее распространенным набором оборудования (около 60%

заказов) являлось сочетание двух ГТУ и одной ПТ примерно равной мощности (100–150 МВт), прослеживается тенденция к значительному росту числа ГТУ и увеличению их суммарной мощности в составе одной установки.

Указанная в табл. 3 установка, включающая 12 ГТУ типа 11 N фирмы Brown Boveri (BBC) с КУ, в которых вырабатывается пар для питания паровой турбины, открыла новую область применения ПГУ: использование их на за- консервированных атомных электростанциях. Как следует из табл. 3, общая мощность только ГТУ составит 1032 МВт. В качестве паровой турбины используется модернизированная турбина атомной станции, мощность этой ПТ 365 МВт.

Электростанция "Кавас" – вторая из трех крупных электростанций с ПГУ, которые строятся вдоль газовой магистрали длиной 1800 км в Индии. Первая станция имеет мощность 450 МВт, оборудование для нее было поставлено фирмой BBC. Начало эксплуатации этой станции – конец 1989 г. Станция "Кавас" должна быть оборудована двумя блоками единичной мощностью по 300–320 МВт. Каждый блок включает две ГТУ типа 9 E, два ПГ (КУ) и одну ПТ мощностью 100 МВт. Фирмы Alsthom и GE поровну поставляют газотурбинное оборудование, фирма GE изготовляет обе паротурбинные установки. Начало эксплуатации станции "Кавас" – август 1990 г., первый из двух энергоблоков должен был вступить в эксплуатацию в мае 1989 г.

В ПГУ станции "Кавас" применены КУ двух давлений, они имеют паропроизводительность 174 т/ч пара высокого давления (7,1 МПа) при 793 К (при полной нагрузке) и 40 т/ч пара низкого давления (0,71 МПа) при 465 К.

В начале 1987 г. фирма BBC получила заказ от электрической компании Regus (Нидерланды) на ПГУ с ГТУ типа 13 E, а в конце того же года западногерманская фирма Kraftwerk Union (KWU) получила заказ на 10 установок типа V94 и на две установки V84, кроме того велись переговоры об изготовлении еще двух установок V94. Все эти установки одни из самых мощных в мире: мощность установки V94 в модификации V942 повышена до 150 МВт (по сравнению с модификацией V842, имеющей мощность 103 МВт); мощность установки типа 13 E составляет 140 МВт.

На формирование рынка ГТУ и ПГУ большое влияние оказывают цены на топливо и национальная политика стран в области энергетики. Этим, в частности, обусловлены раз-

личия в тенденциях применения ГТУ и ПГУ в Европе и Северной Америке. В Северной Америке в значительной степени развитие ПГУ определяется несколькими группами предприятий, которые имеют свои сферы влияния. Деятельность их постоянно поощряется законодательными органами, которые определяют срок окупаемости в зависимости от экономии в стоимости производства электроэнергии. Эти группы фактически играют ту роль в обеспечении новых энергетических мощностей, которую традиционно имели фирмы-потребители электроэнергии.

Анализ заказов последних лет на ГТУ и ПГУ показывает, что почти все заказы США относятся к установкам для совместной выработки электрической и тепловой энергии, большая часть заказываемых для этой цели ГТУ имеют мощность свыше 30 МВт, в них применяется впрыск пара, а также (в некоторых штатах) селективный каталитический способ подавления образования оксидов азота NO_x .

После 1990 г. в США прогнозируется рост спроса на ГТУ; до 2000 г. намечен ввод более 20 млн. кВт, что составит 17% общего прироста мощностей на электростанциях. Из числа заказанных в 1987 г. 213 установок предназначены для энергетики. Примерно равные количества ГТУ заказаны для работы на природном газе, жидком топливе и на обоих этих топливах; около 2/3 из них предназначены для работы в составе комбинированных установок, в которых используется теплота ОГ ГТУ, или в составе бинарных ПГУ. Удельная стоимость таких ПГУ под ключ 500–550 долл./кВт, что составляет около 70% стоимости паротурбинной электростанции с блоками равной мощности.

В Европе устойчивый поток заказов имеют фирмы-изготовители ГТУ меньшей мощности для реализации систем совместной выработки в промышленности и для районного теплоснабжения. Так, фирма Ruston (Великобритания) за 1987 г. почти удвоила выпуск ГТУ типа Tornado (были проданы 24 установки).

Правительство Нидерландов предложило меры для стимулирования развития ПГУ, в результате к середине 90-х годов ожидается прирост 700–1000 МВт мощности к уже имеющимся 1700 МВт, вырабатываемым комбинированными установками. Всего в Нидерландах намечено модернизировать по циклу ПГУ со сбросом газов в котел (по схеме на рис. 2, б) 10 действующих паротурбинных блоков мощностью 150–610 МВт. Общая мощность используемых для

Таблица 4

Основные показатели ПГУ со сбросом газов в котел электростанций Нидерландов

Показатели	Место установки, тип ГТУ и год ввода в эксплуатацию			
	Hemweg, 13 E, 1987 г.	Hems, V942, 1988 г.	Lage,-, 1987 г.	Harculo, —, —
Мощность ПГУ, МВт	600	690	273	330
Мощность ГТУ, МВт	135	140	66	80
Начальная температура газов перед ГТ, К	1343	1323	1323	1273
Мощность ПТУ, МВт	465	550	207	250
То же до реконструкции, МВт	500	630	270	—
КПД ПГУ, %	45,9	47	45,9	—
То же до реконструкции, %	41,3	—	40,5	—

этих целей ГТУ составит 1 ГВт. Показатели таких ПГУ приведены в табл. 4 (знак "—" указывает на отсутствие сведений).

Отмечается расширение рынка сбыта ПГУ различных типов в других европейских странах, главным образом благодаря поставкам газа из СССР, Северной Африки и Северного моря.

Несмотря на конкуренцию между отдельными фирмами, производящими энергооборудование, имеются достаточно сильные взаимосвязи между фирмами США и европейских стран.

Например, в 1987 г. фирма Ruston стала основным поставщиком деталей для фирмы GE, причем соглашение между фирмами предусматривало участие фирмы Ruston в изготовлении силовой турбины для новой ГТУ типа LM 1600 фирмы GE в дополнение к тем обязательствам, которые она имеет по изготовлению установки типа LM 5000.

Заказанные в 1987 г. комбинированные установки с указанными выше мощными ГТУ имеют весьма высокие КПД по сравнению с обычными ПТУ: КПД любой из ПГУ выше 50%. Так, ПГУ с ГТУ типа 13 E для компании Regus, сооружаемая в настоящее время в г. Утрехт (Нидерланды) должна иметь КПД выше 52%; о КПД выше 50% у ПГУ с ГТУ типа V94 заявили фирмы Siemens/KWU.

Некоторые сведения о современных ПГУ различных фирм можно получить из табл. 5 [61].

Основное применение в настоящее время за рубежом находят ГПУ, работающие по схеме, представленной на рис. 4, а, т.е. бинарные ПГУ, в основном, со сжиганием всего топлива (жидкого или газообразного) в КС ГТУ, иногда — с дожиганием топлива за ГТУ. Электростанции с такими ПГУ достигают мощности 1400 МВт (табл. 3), а КПД, как указано выше, — более 50%. Температура перед ГТ достаточно высока: $T_{\Gamma} = 1270 \div 1370$ К (этот уровень пока не освоен отечественным стационарным газотурбостроением), и при сравнительно небольших $\pi = 10 \div 16$ температура ОГ за ГТУ $T_{\Gamma} = 770 \div 820$ К. При таком уровне обеспечивается бинарность цикла ГПУ. Такие ГПУ имеют не только самый высокий КПД, но и наименьшую удельную стоимость: примерно половину стоимости составляет стоимость ГТУ (при этом она обеспечивает 2/3 суммарной мощности), другую половину — ПТУ (1/3 мощности) [7].

В 1970–1972 гг., когда проектировались первые ПГУ фирм GE и Westinghouse, (США) их КПД, равные 42–43%, считались достаточно высокими. Основное внимание обращалось на стандартизацию, сокращение массы и габаритов паровой части, блочность поставки, достижение высокого уровня автоматизации и снижение стоимости сооружения ПГУ [58]. Эти основные черты сохранились и в современных ПГУ с ГТУ типов MS 7001E, MS 7001F, W701, однако КПД этих установок существенно превышает прежний уровень и достигает значений, указанных выше.

Фирма GE является крупнейшим в мире производителем оборудования для ПГУ. ПГУ всех типов выпускаются фирмой

Таблица 5

Основные показатели комбинированных установок с паровыми и газовыми турбинами зарубежных фирм

Фирма-изготовитель (страна), модель ПГУ	Начало эксплуатации (год)	Параметры при работе в базовом режиме (более 6000 ч в год)		Частота электрического тока в сети, Гц	Эффективная суммарная мощность, МВт		Число и модель ГТУ	Дополнительные сведения
		Эффективная мощность, МВт	Удельный расход топлива, кгДж/кВт·ч		ГТУ	ПТ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
AEG-Kanis								
ФРГ								
AKOM 152	1987	36,62	8950	50/60	25,76	11,56	Одна G5371 (PA)	Топливо - природный газ; возможно сочетание более одной ГТУ с одной ПТ
AKOM 163	1978	52,64	8138	-	36,81	16,80	Одна G6531 (B)	
AKOM 196	1976	162,6	7702	50	110,33	56,03	Одна G 9151 (E)	
AKOM 1L30	1982	15,82	8793	50/60	12,39	3,66	Одна LM2513-6	
AKOM 1L51	1982	26,99	7810	-	20,10	7,28	Одна LM2522-6	
AKOM 1L 62	1983	40,17	7813	-	31,53	9,20	Одна LM 5033-3	
Alsthom								
(Франция)								
VEGA 10SP	1978	38,1	8783	50/60	25,6	12,5	Одна PG 5371	Топливо - природный газ, КУ с одним уровнем давления
VEGA 20SP	1978	77,7	8698	-	51,2	26,5	Две PG 5371	
VEGA 106B	1978	54,2	7923	-	36,7	17,5	Одна PG 6531	

VEGA 206 B	1978	111,4	7760	50/60	73,4	38,0	Две PG 6531	градирки испарительно-го типа
VEGA 106E	1978	171,3	7533	50	115,3	56,0	Одна PG 9161	
VEGA 206 E	1978	344,9	7469	-	230,6	114,3	Две PG 9161	
ASEA - Brown Boveri								
(Швеция-Швейцария)								
KA 8-1	1983	63,6	7595	50/60	44,8	24,8	Одна типа 8	Топливо - природный газ; ПТ двух давлений; конденсаторы с водяным охлаждением
KA 8-2	-	140,3	7531	-	89,6	50,7	Две типа 8	
KA 8-3	-	211,3	7500	-	134,4	76,9	Три типа 8	
KA 8-4	-	282,2	7484	-	179,2	103,0	Четыре типа 8	
KA 11-1	1987	120,8	7500	-	77,8	43,0	Одна типа 11N	
KA 11-2	-	243,9	7438	-	155,6	86,3	Две типа 11N	
KA 11-3	-	366,9	7407	-	233,4	133,5	Три типа 11N	
KA 11-4	-	490,2	7391	-	311,2	179,0	Четыре типа 11N	
KA 13-1	1981	149,4	7317	50	96,4	53,0	Одна типа 13	
KA 13-2	-	300,8	7273	-	192,8	108,0	Две типа 13	
KA 13-3	-	452,7	7244	-	289,2	163,5	Три типа 13	
KA 13-4	-	604,5	7244	-	385,6	218,9	Четыре типа 13	
KA 13 E-1	1983	215,4	7186	50	141,1	74,3	Одна типа 13E	
KA 13 E-2	-	434,7	7129	-	282,2	152,5	Две типа 13 E	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
General Electric								
Turbine Business Operations								
(CUNA)								
S-106B	1967	57,42	7649	50/60	-	-	Одна MS 6001B	
S-206 B	1979	116,6	7533	-/-	-	-	Две MS 6001B	
S-406 B	1979	234,54	7491	-/-	-	-	Четыре MS 6001 B	Топливо - природный газ
S-107EA	1977	122,6	7438	60	-	-	Одна MS 7001EA	
S-207EA	1979	247,85	7385	-/-	-	-	Две MS 7001EA	
S-109E	1979	174,1	7436	50	-	-	Одна MS 9001E	
S-209E	1979	344,64	7385	-/-	-	-	Две MS 9001E	
S-107	1987	218,91	7058	60	-	-	Одна MS 7001	
S-109	1987	303,0	7058	50	-	-	Две MS 7001	
S-225	1979	57,0	7680	50/60	-	-	Две LM 2500PE	
S-425	1979	114,0	7680	-/-	-	-	Четыре LM 2500 PE	
S-250	1983	84,6	7976	-/-	-	-	Две LM 5000 PA	
S-450	1983	169,2	7976	50/60	-	-	Четыре LM5000 PA	
LM 2500 PESTIG	1966	24,0	9780	-/-	-	-	Одна LM 2500 PE	13,6 т/ч пара
LM 2500 PH STIG	-/-	26,3	9400	-/-	-	-	Одна LM 2500PH	18,2 т/ч пара
LM 5000 F & STIG	-/-	51,37	8524	-/-	-	-	Одна LM 5000 PC	60,4 т/ч пара
Hitachi								

[Япония]										Топливо - природный газ; КУ с одним уровнем	
205	1982	73,38	8912	50/60	49,0	24,5	Две MS 5001				
106B	1986	56,9	7489	-/-	36,4	20,5	Одна MS 6001B				
206B	1986	114,3	7448	-/-	72,8	41,5	Две MS 6001B				
306B	-/-	171,48	7428	-/-	109,2	62,2	Три MS 6001B				
406B	-/-	229,6	7407	-/-	145,8	84,0	Четыре MS 6001B				
107E	1989	111,62	7818	60	73,2	38,4	Одна MS 7001E				
207E	-/-	224,04	7492	-/-	146,4	77,6	Две MS 7001E				
307E	1990	336,66	7475	-/-	219,6	177,0	Три MS 7001E				
407E	1992	449,69	7461	-/-	292,8	156,8	Четыре MS 7001E				
109E	1986	166,28	7503	50	109,1	57,1	Одна MS 8001E				
209E	-/-	333,74	7476	-/-	218,2	115,5	Две MS 8001E				
309E	-/-	501,51	7461	-/-	327,3	174,2	Три MS 8001E				
<u>International</u>											
<u>Power Technology (CUBA)</u>											
Cheng Cycle Series /	1981	5,5	9401	60	5,5	-	Одна				
Cheng Cycle Series 5	1987	1,9	12680	-/-	1,9	-	Одна				
<u>Ishikawajima Harima Heavy Industries</u>											
<u>[Япония]</u>											
STIG-LM 2500	1986	25,4	9495	50/60	-	-	Одна LM 2500				
STIG-IM 5000	-/-	49,1	8630	50	-	-	Одна IM 5000				
STIG-IM 5000	-/-	50,9	8282	60	-	-	Одна IM 5000				
<u>John Brown Engineering</u>											

Продолжение табл. 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
(Великобритания)								
Scotstag 103 J	1979	14,5	9685	50/60	-	-	Одна PG 3002 J	КУ с одним уровнем управления
Scotstag 105 P	1978	37,0	9027	-	-	-	Одна PG 5001 P	
Scotstag 205 P	1980	75,1	9004	-	-	-	Две PG 5001 P	
Scotstag 106 B	1980	53,9	8112	50/60	-	-	Одна PG 6001 B	Топливо-природный газ; в моделях от 206 B до 209 E применены КУ с двумя уровнями давления
Scotstag 206 B	1981	110,6	7864	-	-	-	Две PG 6001 B	
Scotstag 406 B	1981	221,3	7830	-	-	-	Четыре PG 6001 B	
Scotstag 107 E	1980	116,9	7830	60	-	-	Одна PG 7001 E	
Scotstag 207 E	1981	233,8	7813	-	-	-	Две PG 7001 E	
Scotstag 307 E	1980	350,6	7780	-	-	-	Три PG 7001 E	
Scotstag 109 E	-	169,2	7730	50	-	-	Одна PG 9001 E	
Scotstag 209 E	-	338,4	7686	-	-	-	Две PG 9001 E	
Mitsubishi Heavy Industries (Япония)								
MPCP 1 (501 D)	1981	144,0	7689	60	98,7	45,3	Одна MW -501	Топливо - природный газ
MPCP 2 (501 D)	-	289,9	7612	-	197,4	92,5	Две MW -501	
MPCP 3 (501 D)	-	435,5	7596	-	286,1	139,4	Три MW -501	
MPCP 4 (501 D)	-	581,0	7596	-	394,8	186,2	Четыре MW -501	
MPCP 1 (701 D)	-	175,8	7786	50	119,6	56,2	Одна MW -701	
MPCP 2 (701 D)	-	353,4	7786	-	239,2	114,2	Две MW -701	
MPCP 3 (701 D)	-	530,9	7754	-	358,8	172,1	Три MW -701	
MPCP 4 (701 D)	-	708,2	7744	-	478,4	229,8	Четыре MW -701	

901

Rolls-Royce

(Великобритания)

SK 15 HE	1984	16,15	8024	50/60	11,96	4,19	Один ГТД
							Spec

Siemens/KWU

(ФРГ)

GUD 1,84	1967	155,0	7069	60	100,0	55,0	Одна V 84	Топливо - природный газ; КУ с двумя уровнями давления; давление в конденсаторе 40 мбар
GUD 2,84	-	312,5	7037	-	200,0	112,5	Две V 84	
GUD 3,84	-	470,0	6984	-	300,0	170,0	Три V 84	
GUD 1,94	1977	225,0	7047	50	145,0	80,0	Одна V 94	
GUD 2,94	-	455,0	7005	-	290,0	165,0	Две V 94	
GUD 3,94	-	685,0	6963	-	435,0	250,0	Три V 94	

Solar Turbines Inc.

(США)

Centaur CC	1981	4,16	10170	50/60	3,01	1,15	Один ГТД Centaur
Centaur HCC	1985	5,27	8783	-	3,72	1,55	Один ГТД Centaur 4
Mars CC	1981	11,33	8883	-	8,66	2,68	Один ГТД Mars

Thomassen Int.

(Нидерланды)

STEG 106B-SP	1980	54,0	7934	50/60	36,9	17,66	Одна PG 6531 (B)	Топливо - природный газ; SO - КУ с одним уровнем давления; DP - КУ с двумя уровнями давления
STEG 106B-DP	1980	56,4	7596	50/60	36,9	20,1	Одна PG 6531 (B)	
STEG 109E-SP	1986	162,7	7807	50	114,7	49,66	Одна PG 9151 (E)	
STEG 109E-DP	-	170,2	7469	-	114,7	57,3	Одна PG 9151 (E)	

STEG LM 125

125-SP

STEG LM

125-DP

1984	27,8	7607	50/60	20,1	7,96	Одна LM 2500 PE
------	------	------	-------	------	------	-----------------

-	28,8	7343	-	20,1	8,86	-
---	------	------	---	------	------	---

1	2	3	4	5	6	7	8	9
STEG LM								
225-DP	-	60,0	7174	50	42,0	18,0	Две LM 2500 PE	
STEG LM	1985	40,8	7881	50/60	32,1	9,23	Одна LM 5000 PC	
150-SP								
STIG LM	1986	24,0	9780	-	-	-	Одна LM 2500 PE	13,6 т/ч пара
2500 PE								
STIG LM	-	26,3	9400	-	-	-	Одна LM 2500 PH	18,2 т/ч пара
2500 PH								
STIG LM	-	51,37	8524	-	-	-	Одна LM 5000 PC	60,4 т/ч пара
5000 PC								
Toshiba Corp. (Япония)								
STAG 109E	1982	151,5	8313	50	-	-	Одна MS 9001E	Эффективный уд. расход теплоты природного газа
STAG 107E	-	108,3	8050	60	-	-	Одна MS 7001E	
Westinghouse Electric USA (США)								
PAGE 5011	1981	105,3	7491	60	102,4	47,9	Одна W 501 D 5	Топливо - природный газ, удовлетворены требования по защи- те окружающей среды
PAGE 5012	-	300,6	-	-	204,8	95,8	Две W 501 D 5	
PAGE 5013	1951	450,9	7491	60	307,2	143,7	Три W 501 D 5	
PAGE 5014	-	601,2	-	-	409,6	191,6	Четыре W 501 D 5	

Примечания, 1. Параметры установок и их составляющих указаны по условиям ИСО.
2. Все показатели получены при отсутствии дожига топлива за ГТУ.

в двух исполнениях: с ГТУ тяжелого стационарного (промышленного) типа и с ГТУ, преобразованными из авиационных ГТД. Некоторые сведения о современных ГТУ фирмы GE приведены в разделе V. Разрабатываемые фирмой GE ГТУ предназначены, как правило, для работы с базовой и полупиковой части графика нагрузок. Эти установки типа STAG (Steam and Gas, т.е. пар и газ) состоят из нескольких ГТУ и обычно одной ПТ.

ГТУ типа STAG 107E с ГТУ M 7001E и STAG STAG 109E с ГТУ M 9001E успешно работают в нескольких энергетических системах США. Так, на электростанции Anadarko энергосистемы Western Farmers Electric Cooperative работают три ГТУ мощностью по 100 МВт, в которые включены ГТУ типа MS 7001E. В состав каждого энергоблока входят ГТУ, КУ и ПТ. Около 2/3 мощности вырабатывается ГТУ. Удельный расход теплоты на электростанции всего 8790 кДж/(кВт. ч), эксплуатационные расходы составляют 0,053 долл./кВт. ч.). Установки работают с коэффициентом нагрузки 81%, коэффициент готовности достигает 91%. Пуск ГТУ из холодного состояния до полной мощности происходит за 2 ч, из горячего состояния - за 30 мин. Для нейтрализации оксидов азота применяется впрыск воды в КС ГТУ [62]. Примечательно, что ГТУ типа STAG с ГТУ типа MS 7001E и другими ГТУ - модульные по конструкции, и мощности их могут наращиваться от начального порядка 55 МВт до любой, достаточно большой. Компонировка установки из модулей обеспечивает короткие сроки сооружения станций: газотурбинная часть ГТУ фирмы GE монтируется за 14 мес, параллельно монтируются также котел-утилизатор и паровая турбина. Полную мощность электростанция может выдавать через два года после начала сооружения [63]. ГТУ типа STAG устанавливаются во многих странах мира. Фирма GE поставила ГТУ типа STAG106 в КНР, на строящуюся станцию Daging. Установка работает на отходах нефтеперерабатывающего завода [64].

В качестве примера использования установок типа STAG рассмотрим один из наиболее характерных. В 1988 г. электрическая компания Tokyo Electric Power Co. (TEPCO, Япония) завершила строительство электростанции Futtsu общей мощностью 2000 МВт с ГТУ [65]. Эта станция является самой мощной в мире, оборудованной ГТУ, кроме того, она является крупнейшей станцией, рабо-

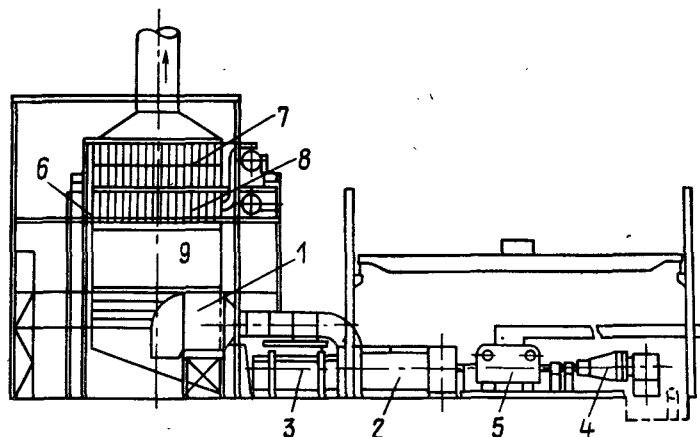


Рис. 16. Установка ПГУ на электростанции "Фудзи": 1 - воздухозаборная камера; 2 - ГТУ; 3 - блок вспомогательного оборудования; 4 - ПТ; 5 - общий электрический генератор; 6 - котел; 7 - экономайзер и испаритель низкого давления; 8 - экономайзер и испаритель высокого давления; 9 - установка для удаления оксидов азота

тающей только на сжиженном природном газе. Ее вредное воздействие на окружающую среду оценивается как минимальное в сравнении с тепловыми энергоустановками всех типов. Особенностью станции являются высокие показатели при работе в широком диапазоне нагрузок. Номинальный термический КПД станции достигает 48%. Станция Fittsu состоит из двух групп энергооборудования мощностью по 1000 МВт каждая. Группа включает 7 ГПУ типа STAG109E. В каждую ГПУ входит одновальный блок турбоагрегатов (ГТУ и ПТ), КУ, электрогенератор, а также системы регулирования, преобразования и другие. Это так называемая "моноблочная" система ГПУ: одна ГТУ и одна ПТ. Компонировка ГПУ на станции показана на рис. 16.

Высокая эффективность ПГУ STAG 109 E обеспечивается благодаря сочетанию ГТУ типа MS 9001E, имеющей сравнительно высокий КПД и большую удельную мощность, с паротурбинным циклом двух давлений. Компрессор ГТУ имеет входной регулируемый направляющий аппарат, позволяющий поддерживать постоянную температуру продуктов сгорания перед ГТ.

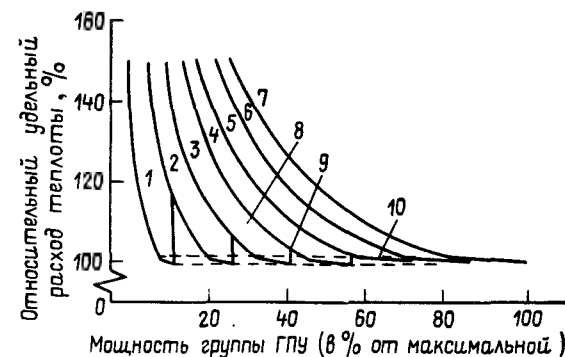


Рис. 17. Изменение удельного расхода теплоты в зависимости от мощности группы ГПУ и от нагрузки на одну из семи ГПУ

Высокие показатели каждой из групп мощностью по 1000 МВт обеспечиваются последовательным нагружением каждой из 14 ГПУ, поэтому КПД станции остается практически постоянным при работе в диапазоне нагрузок от 14 до 100% (рис. 17).

Поскольку на станции 1/3 мощности вырабатывается ПТ и 2/3 - ГТУ, то теплоотвод в охлаждающую воду составляет около 60% от значения, характерного для традиционных ПТУ.

Электрогенератор на станции установлен между ПТ и КУ; пар, отработавший в ПТ, поступает в конденсатор в осевом направлении. КУ примыкает к зданию, в котором расположены турбины, и установлен в корпусе, снабженном шумоглушением. Паровые турбины однопоточные, без промперегрева с нерегулируемым отбором для впрыска пара в ГТ.

В КУ генерируется пар двух уровней давления. Пар высокого давления имеет параметры 6,305 МПа и 783 К.

Регулирование ГТУ и электрогенератора осуществляется с применением системы Speedtronic Mark II, включающей регулирование температуры и управление системами с помощью ЭВМ. Управление паротурбинной частью установки осуществляется с помощью микропроцессоров.

Постройка всей станции заняла 6 лет, постройка здания для энергоустановок и ввод в эксплуатацию каждой группы заняли примерно 4 года. Коммерческая эксплуатация всей станции началась в ноябре 1988 г. Все агрегаты станции в настоящее время находятся в эксплуатации,

Таблица 6

Основные сведения о строящихся электростанциях с ПГУ в Японии

Заказчик (электрическая система)	Название станции	Едини- чная мощ- ность, число ПГУ	Тип ПГУ	Год ввода в экс- плуатацию
Tohoku Electric	Higashi Niigata-1	545 × 1	MW 701	Апрель 1985
—	Higashi Niigata-2	545 × 1	MW 701	Октябрь 1985
Chubu Electric	Yakkaichi	143 × 7	9E	Ноябрь 1986
Tokyo Electric	Futtsu-2	112 × 5	7E	Март 1988
Hokuriki Electric	Nana Ohta	143 × 7	9E	Март 1990
Chugoku Electric	Yanai-1	550 × 1	7E	Июль 1990
Kyushu Electric	Shinohi- ta-1	115 × 6	7E	Июль 1990
—	Shiuhita-2	145 × 6	MW 501	Июль 1991
Chugoku Electric	Yanai-2	115 × 6	7E	Март 1993

они прошли все испытания и осмотры, требуемые для ввода в действие. К 6 сентября 1988 г. общая наработка всех ПГУ составила 105,5 тыс. ч, а одна из установок наработала 15,6 тыс. ч при 355 пусках. Готовность оборудования ПГУ типа STAG 109 E оценивается в 99%.

Ежедневные пуски и остановки требуют быстрого выхода на режим и нагружения. Опыт эксплуатации показал, что ПГУ STAG 109E могут пускаться и нагружаться через 1 ч после зажигания топлива в КС, если до этого установка была выключена в течение свыше 12 ч. Для пуска из холостого состояния и полного нагружения требуется около 3 ч.

Электростанция Futtsu — одна из 10 японских станций, намеченных к постройке в 1981-1993 гг., оборудованных ПГУ. Сведения о всех 10 станциях приведены в табл. 6

Общая мощность 10-ти станций — 7142 МВт — составляет свыше половины энергетической мощности, вводимой в указанный период в Японии и вырабатываемой при исполь-

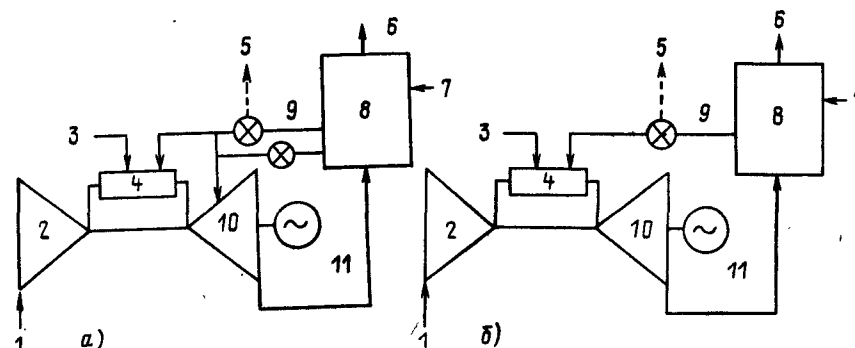


Рис. 18. Тепловые схемы установок LM5000STIG (а) и LM2500STIG (б): 1 — вход воздуха; 2 — компрессор; 3 — подвод топлива; 4 — камера сгорания; 5 — отбор пара на технологический процесс; 6 — выход отработавших газов; 7 — подвод воды; 8 — КУ; 9 — пар; 10 — ГТ; 11 — электрогенератор

зовании сжиженного газа. Япония в настоящее время — страна, в которой применение ПГУ расширяется наиболее быстрыми темпами, что объясняется стремлением использовать дорогостоящий импортируемый газ с наибольшей эффективностью.

Как следует из табл. 6, почти 2/3 вводимых мощностей должны быть обеспечены установками фирмы GE.

ПГУ фирмы GE с ГТУ, преобразованными из авиационных двигателей, относятся к ПГУ контактного типа с впрыском пара, который получается в котле-утилизаторе за ГТУ, т.е. работают по схеме рис. 4, в. От общей схемы таких ГТУ конкретные ПГУ фирмы GE отличаются, во-первых, тем, что пар, получаемый в КУ, может поступать не только в тракт высокого давления, но и в места с более низким давлением; во-вторых, тем, что пар может использоваться не только для впрыска в проточную часть ГТ, но и отбираться на технологические нужды.

ПГУ фирмы GE, преобразованные из авиационных прототипов и выполняемые по указанным схемам, получили название STIG (Steam-Injected Gas, т.е. ГТУ с впрыском пара) и используют в качестве базы для преобразования установок типов LM2500 и LM5000 (их особенности указаны в разделе V). В установках типа STIG впрыскивается в КС (и иногда в ГТ) большой объемный расход пара.

Таблица 7

Основные параметры ГПУ типа LM 2500 STIG
и LM5000 STIG

Параметры	ГПУ LM (модель)	2500 STIG PH)	ГПУ LM STIG	5000
Частота вращения ротора электрогенератора, Гц	50	60	50	60
Эффективная мощность, кВт ¹⁾	25050	26410	47940	51370
Удельный расход теплоты, кДж/ (кВт·ч) ²⁾	9420	9140	8820	8527
Расход рабочего тела на входе, кг/с	74,0	73,9	152,0	148,5
Впрыск пара, кг/с				
- высокого давления	5,0	5,6	9,8	9,8
- низкого давления	-	-	7,0	7,0
Суммарный от- носительный расход пара, %	7,9	8,0	13,5	13,9
Температура рабочего тела на выходе, К	781	781	681	669

Примечание. Параметры получены при работе установок на природном газе и при следующих наружных условиях: уровень моря, температура 288 К; нагрузка - базовая, длительная; потери давления на входе 100 мм вод. ст., на выходе 250 мм вод. ст.

- 1 - гарантированное значение на клеммах генератора;
- 2 - гарантированное значение.
- 3 - по отношению к расходу газа на выходе в ГТУ без впрыска пара.

В результате мощность и КПД новой установки по сравнению с мощностью установки LM 5000 возрастает весьма существенно - соответственно на 55 и на 20%. Рост мощности установки LM 2500 происходит на 25%, а КПД - на 10%. Расход впрыскиваемого пара может изменяться в зависимости от нагрузки и потребностей потребителей в паре. Пар может впрыскиваться в диапазоне нагрузок от 50% до полной мощности.

Процессы, связанные с впрыском пара, изучались с начала 1985 г. в США на двух станциях совместной выработки электрической и тепловой энергии. С мая 1988 г. находятся в опытной эксплуатации другие установки типа STIG. Предполагается начало коммерческой эксплуатации установки STIG на базе ГТУ LM 2500 в 1989 г.

Типичные тепловые схемы установок LM5000 STIG и LM 2500 STIG показаны на рис. 18. КУ в установках может выполняться с дополнительным дожиганием топлива перед ним. Система управления позволяет регулировать количество пара, отбираемого у внешних потребителей. Основные параметры установок обоих типов приведены в табл. 7, их полезно сравнивать с параметрами исходных ГТУ без впрыска пара (табл. 15 в разделе V). Установка LM 2500 STIG выпускается в двух модификациях: PE и PH. Они отличаются в основном тем, что в модификации PH по сравнению с модификацией PE несколько увеличена проходная площадь проточной части на входе в ГТ, а площадь сечения на входе в силовую турбину уменьшена. Эта установка более экономична, чем PE.

В ГПУ LM 5000 STIG пар впрыскивается в ГТУ в трех местах: в часть высокого давления - во-первых, в воздух на выходе из компрессора, во-вторых, в КС через комбинированную газопаровую форсунку во фронтальную секцию жаровой трубы; третий подвод осуществляется к сопловым лопаткам турбины низкого давления.

В целом конструкция турбомашин в установке с впрыском пара остается такой же, что и их конструкция в установке без впрыска, лишь добавлены паропроводы, изменена конструкция топливной форсунки и в сопловых лопатках ТНД добавлены каналы для пропуска пара. В силовой турбине усилено болтовое соединение диска II ступени с выходным валом для передачи большего крутящего момента на вал электрогенератора.

Пар подводится в диффузор за компрессором и в КС по двум отдельным трубопроводам. Регулирование расхода па-

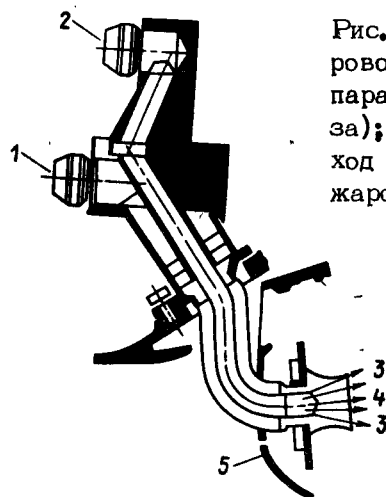


Рис. 19. Конструкция газопаровой форсунки: 1 - подвод пара; 2 - подвод топлива (газа); 3 - выход пара; 4 - выход газа; 5 - элемент стенки жаровой трубы

ра между отдельными элементами позволяет оптимизировать соотношение уровня мощности и уровня вредных выбросов. Пар, подаваемый по трубопроводу к форсунке, поступает в первичную зону КС через специальную газопаровую форсунку, имеющую конструкцию в виде двух концентрических труб (рис. 19). По внутренней трубе подается природный газ, по наружной - пар. Такой подвод пара весьма эффективен для подавления образования оксидов азота. Для обеспечения равномерности раздачи пара, подводимого к диффузору за компрессором, по окружности добавлен элемент внутренней обечайки. Этот пар течет в продольном направлении между жаровой трубой камеры сгорания, смешиваясь с воздухом, охлаждающим жаровую трубу, сопловые лопатки первой ступени и ротор ТВД с рабочими лопатками.

Впрыск пара в одноступенчатую ТНД осуществляется через сопловые лопатки этой турбины, т.е. эти лопатки служат форсунками для впрыска пара перед рабочими лопатками. В сопловых лопатках при их отливке выполняются радиальные отверстия, служащие распределительными каналами для пара; на вогнутой стороне профильной части каждой лопатки просверлены отверстия для выпуска пара в газовый поток (такая конструкция аналогична применяемой для охлаждаемых воздухом лопаток). Пар подается в полость, выполненную между полками сопловых лопаток и наружным корпусом, через паровую магистраль и 36 подводящих труб.

Система подачи пара низкого давления отделена от системы подачи высокого давления и служит для подачи пара с максимальным давлением около 1,5 МПа, в то время как

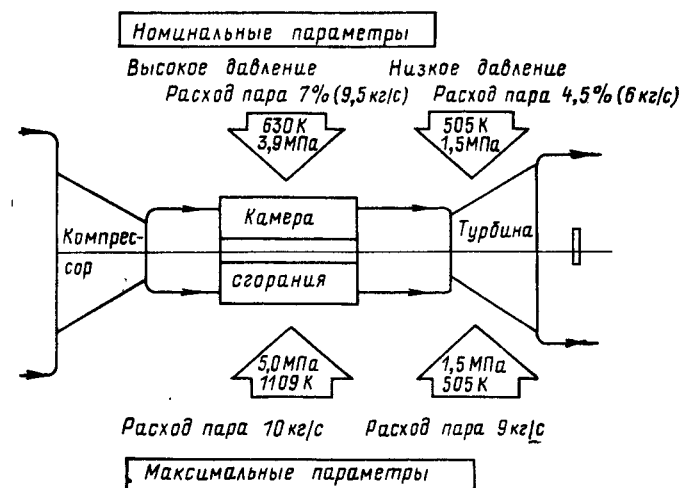


Рис. 20. Параметры впрыскиваемого пара в установке LM 5000 STIG.

пар высокого давления, подаваемый в высокотемпературную часть установки, имеет максимальное давление приблизительно 5 МПа. Номинальные и максимальные параметры впрыскиваемого пара в установке LM 5000 STIG показаны на рис. 20. Для увеличения расходов пара сверх указанных значений может потребоваться дополнительное дожигание топлива перед КУ или отдельный дополнительный ПГ.

Расход и параметры пара для впрыска регулируются с помощью системы Speedtronic IV производства самой фирмы GE. Управление осуществляется таким образом, что необходимый расход пара определяется в зависимости от статического давления воздуха на выходе из компрессора. Максимальный расход пара, подаваемого в КС и в диффузор за компрессором, также определяется в зависимости от этого давления. При этом ограничиваются максимальные общие расходы пара во все части ГТУ.

В ГПУ LM 2500 STIG, как и в ГПУ LM 5000 STIG, пар высокого давления подается и в диффузорный патрубок за компрессором, и в сопловые лопатки. В отличие от LM 5000 STIG в установке LM 2500 STIG применяется впрыск пара только высокого давления, что объясняется более ограниченными возможностями этой установки для пропускания увеличенного массового расхода рабочего тела. Как указано выше, модель PH позволяет с большей эффектив-

ностью использовать возрастающий расход рабочего тела, чем модель PE. Модель PE фирма GE выпускает с 1984 г., и к настоящему времени выпустила свыше 70 таких установок.

Одна из областей применения ГТУ и ПГУ фирмы GE – повышение мощности работающих установок. Примером такого применения может служить электростанция Chesterfield, принадлежащая электрической компании Virginia Power (г. Ричмонд, США) [67]. Станция состоит из четырех действующих ПТУ на угле общей мощностью 1250 МВт и из двух неработающих ПТУ мощностью 63 и 69 МВт. Эти две неработающие установки, построенные еще в 1944 и 1945 гг. и выведенные из-под нагрузки в 1981 г., были выбраны для преобразования в ПГУ с целью повышения мощности станции к 1991 г. на 300–400 МВт. Такое повышение мощности диктуется потребностями региона. Сравнение двух вариантов повышения мощности станции: путем замены отработавших ПТУ на новые или путем применения ПГУ с включением в них имеющихся ПТУ показало преимущество второго пути; в частности, показано, что требуемое повышение мощности может быть достигнуто при том же КПД, что и у действующей станции. В качестве ГТУ выбраны установки типа 7E фирмы GE. При их применении не требуется вводить дожигание топлива перед КУ.

Такие же установки фирмы находят применение при строительстве новых электростанций. Например, фирма заключила контракт на сумму 47 млн. долл. на сооружение в 1989 г. ГПУ на газообразном топливе, которая предназначается для выработки электрической и тепловой энергии в г. Оклахома (США) [68, 69]. Электрическая мощность станции 106 МВт. В состав ГПУ входят ГТУ типа MS 7001 мощностью 79 МВт, КУ с паропроизводительностью 137 т/ч. Часть этого пара предназначена для работы в паровой турбине, приводящей электрогенератор, а остальная часть будет использоваться в технологическом процессе промышленной фирмой Firestone, производящей резину и шины, расположенной неподалеку от электростанции с ГПУ.

Аналогичная ГПУ, только большей суммарной мощности, с марта 1988 г. эксплуатируется на станции в г. Биг-Спринг (шт. Техас, США) [39]. ГПУ включает две ГТУ типа 7E мощностью 65 МВт каждая и конденсационную с отбором ПТ мощностью 75 МВт фирмы Hitachi (Япония). Каждая ГТУ снабжена дополнительным дожиганием топлива и КУ фир-

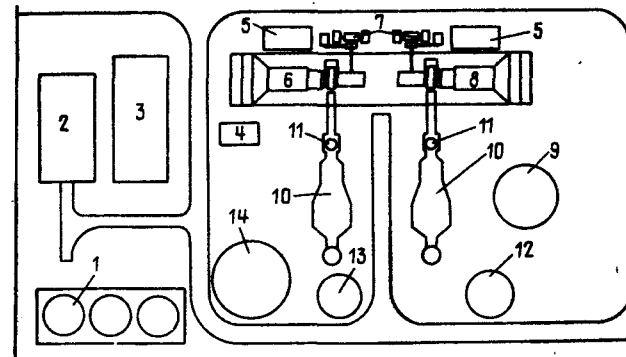


Рис. 21. Компоновка оборудования ГПУ на электростанции "Биг Спринг": 1 – градирня; 2 – здание управления установкой; 3 – паровая турбина (включая конденсатор и другое вспомогательное оборудование); 4 – пусковой дизель; 5 – охладители с оребренными теплообменными поверхностями и вентиляторами; 6 – ГТУ № 1; 7 – преобразователи электрического тока; 8 – ГТУ № 2; 9 – цистерна с обессоленной водой; 10 – КУ; 11 – дополнительный подогреватель; 12 – осветитель; 13 – цистерна с запасом умягченной воды; 14 – градирня системы водоподготовки

мы Deltak. В КУ генерируется пар высокого давления, используемый в ПТ и отбираемый на технологические нужды, и пар низкого давления, служащий для впрыска в ГТУ с целью подавления образования оксидов азота. Компоновка оборудования на станции показана на рис. 21. Номинальная электрическая мощность станции 190 МВт может быть при необходимости повышена до 217 МВт. При работе в базовом режиме в КУ производится пар высокого давления с параметрами: 238 т/ч, 8,5 МПа и 766 К и пар низкого давления с параметрами 6 т/ч, 0,7 МПа и 472 К. При введении дополнительного дожигания с целью увеличения электрической и тепловой мощности при пиковом режиме нагрузки паропроизводительность возрастает до 303 т/ч пара с давлением 8,7 МПа и температурой 780 К. Снижение уровня выбросов оксидов азота до 75 млн⁻¹ обеспечивается впрыском пара в количестве 1,4 кг/с с давлением 2,5 МПа и температурой 576 К. При максимальном впрыске пара до 2,6 кг/с в каждую из ГТУ выброс оксидов азота уменьшится до 42 млн⁻¹.

Некоторые фирмы в других странах выпускают ГТУ и ПГУ различных типов совместно с фирмой GE и по ее лицензиям. К ним относится, например, французская фирма Alsthom Atlantique, строящая энергетические ГПУ типа VEGA (Vapeurgas, т.е. парогаз) различной мощности.

К середине 1984 г. на электростанциях были установлены 260 ГТУ этой фирмы общей эффективной мощностью более 8000 МВт [70, 71]. Они могут работать на различных топливах: природном газе, сжиженном попутном газе, промышленных горючих газах, на жидком дистиллатном топливе, на золообразующих жидких топливах и др. Фирма считает многотопливность ГТУ важным достоинством, обеспечивающим достижение прибыли. Многие ГТУ фирмы проработали на природном газе более 150 тыс. ч при минимальном обслуживании. Как важное достоинство ГТУ и ПГУ отмечается их способность покрывать практически все зоны графика электрической нагрузки. КПД современных ПГУ составляют 44–47% при низшей теплоте сгорания топлива.

Установки типа VEGA находят применение в ряде стран. Например, три ГПУ типа VEGA 209E общей мощностью 900 МВт, каждая из которых состоит из двух ГТУ типа M9001E, двух КУ и одной ПТ, установлена в Малайзии (общая сумма контракта составила 330 млн. долл.). Ряд установок работает в Европе. Фирма осуществляет строительство установок типа VEGA 206 в КНР в провинции Гуандун, где действует одна из экономических зон и быстро растут потребности в электроэнергии [72].

Установки типа VEGA создаются на основе изготавливаемых фирмой Alsthom Atlantique ГТУ трех типов: MS 5001P, MS 6001B и MS9001E мощностью 25, 37 и 110 МВт соответственно. ГПУ типа VEGA 100 и VEGA 200, комплексуемые этими ГТУ, могут покрыть диапазон нагрузок от 35 до 320 МВт с КПД 40–47% как при максимальной, так и при пониженной нагрузке при работе на жидком и газообразном топливах. Возможна работа паровой турбины по циклу одного или двух давлений. При работе по циклу двух давлений (8,0 и 0,4–0,6 МПа) общая эффективность установки возрастает на 1,3–1,4% по сравнению с циклом одного давления. При этом, однако, возрастут на 15% капитальные затраты.

Для управления ГПУ используется микропроцессорная система, функционирующая в двух режимах: автоматического управления и регулирующего управления. ГПУ характери-

зуются улучшенными пусковыми свойствами: VEGA 206 достигает максимальной мощности при пуске из холодного состояния менее чем за 1 ч. Это время уменьшается вдвое после пуска через 24 ч после остановки.

Установки типов 6B, 7E и 9E выпускает также японская фирма Hitachi (см. табл. 5). За последние 20 лет эта фирма выпустила свыше 300 ГТУ различного назначения, в том числе и для электроэнергетики. В качестве примера можно привести электростанцию Kawasaki Японских национальных железных дорог, на которой старая ПТУ мощностью 60 МВт была заменена ГПУ общей мощностью 141 МВт (из них 97 МВт выдает ГТУ и 44 МВт – ПТУ). Установка работает с апреля 1981 г. Это первая комбинированная установка, в которой был применен каталитический способ подавления образования оксидов азота. Для этой цели в поток продуктов сгорания в КУ (между нагревательной и испарительной секциями) вводятся аммиак и вода.

Совместно с фирмой GE выпускают ГПУ различных типов такие фирмы многих стран, как Ishikawajima-Harima Heavy Industries (Япония), John Brown Engineering (Великобритания), Thomassen International (Нидерланды), Toshiba Corp. (Япония), Nuovo Pignone (Италия). Параметры установок этих фирм, в основном аналогичных установкам фирмы GE, приведены в табл. 5.

Второй крупнейшей американской фирмой, выпускающей энергетические ПГУ большой мощности, является фирма Westinghouse. Совместно с ней по и ее лицензиям производят ПГУ и оборудование для них фирмы Mitsubishi (Япония) и FIAT (Италия). Основные сведения об установках этих фирм можно найти в табл. 5.

В 1978 г. фирма Westinghouse модернизировала свои ПГУ типа PACE (Power at Combined Efficiency), т.е. мощность при комбинированной эффективности), состоявшие из двух ГТУ типа W 501, двух КУ с температурой отработавших в ГТУ ОГ 890–920 К и одной ПТ. Мощность ПГУ возросла до 300 МВт, а КПД при работе на жидком топливе повысился до 44–45%. Повышение показателей достигнуто в основном в результате применения более совершенной модели ГТУ W 501D с повышенной начальной температурой газа. Конструкция ПТ, оказавшаяся достаточно эффективной и надежной, была оставлена без изменений. При параметрах пара на входе 8,8 МПа, 783 К она выполнена

одноцилиндровой, с предельно нагруженным осевым выхлопом и одним отбором пара (в деаэратор), который используется при нагрузках более 80% от номинальной. При меньших нагрузках деаэрация производится паром, вырабатываемым в контуре низкого давления.

ПГУ типа PACE сооружаются в Мексике (суммарная мощность двух установок 600 МВт), США, Японии и в других странах.

Перспективы развития ПГУ фирма Westinghouse связывает с созданием к 1990 г. новой ГТУ типа MW-501F (ее описание приведено в разделе V). Мощность ГТУ с разделенными контурами при этой ГТУ составит 200 МВт, КПД 50% [73, 74].

Как указано в табл. 6, более 1/3 мощностей на сооружаемых в Японии электростанциях должны быть обеспечены установками фирмы Mitsubishi, которая производит их совместно с фирмой Westinghouse. На тепловой электростанции Higashi Niigata (Япония), принадлежащей электрической компании Tohoku Electric Power Co. (эта станция - одна из тех десяти, которые указаны в табл. 6), в декабре 1984 г. началась коммерческая эксплуатация одного из двух блоков мощностью 545 МВт каждый. Эксплуатация второго блока началась в октябре 1985 г. Каждый из блоков состоит из трех ГТУ типа MW-701D мощностью 118 МВт каждая производства фирмы Mitsubishi Heavy Industries, трех КУ с двумя уровнями давления и одной ПТ мощностью 180 МВт. При работе на природном газе при температуре окружающей среды 288 К КПД станции 43% [75]. ПТ выполнены без промежуточного перегрева и регенерации; пар в них поступает с давлением 5,4 МПа и температурой 773 К. Кроме того, на вход в двухпоточный цилиндр низкого давления подается выработанный в КУ пар низкого давления. Влажность пара в последней ступени не превышает 12%.

Разрез электростанции показан на рис. 22. ГТУ расположены поперек машинного зала, общая длина которого 72 м. Расстояние между осями агрегатов № 1 и № 2 составляет 20 м, агрегатов № 2 и № 3 - 30 м; между последними устроены монтажная площадка и подъездные пути. В отдельном здании шириной 24 м и длиной (глубиной) 59 м - ПТ со вспомогательным оборудованием. Высокая экономичность каждого блока на частичных нагрузках обеспечивается путем регулирования входного направляющего ап-

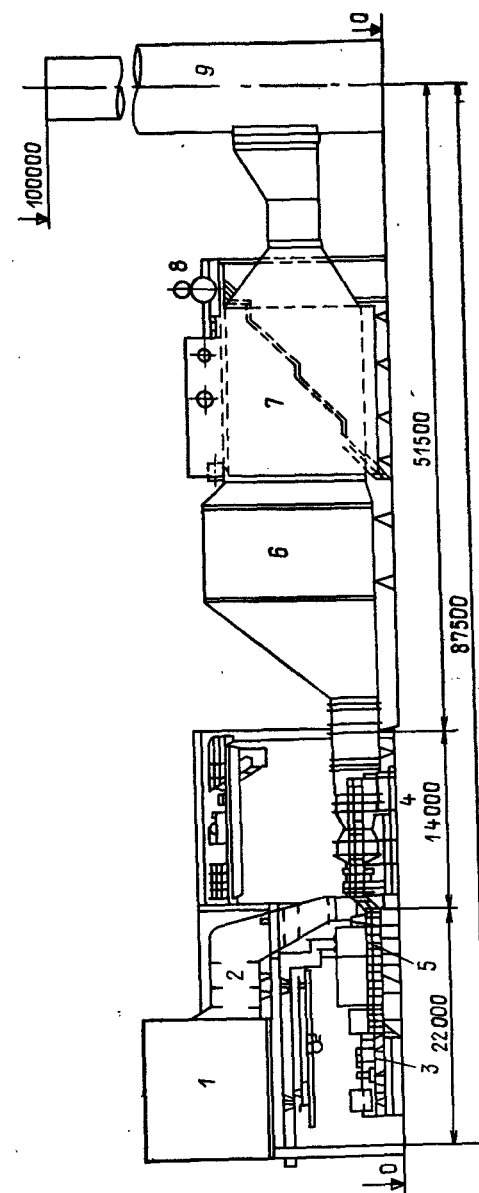


Рис. 22. Разрез электростанции Higashi Niigata с ПГУ фирмы Mitsubishi (по ГТУ и котлу): 1 - воздухозаборная камера; 2 - глушитель шума; 3 - пусковой блок; 4 - ГТУ MW 701; 5 - ее электрический генератор; 6 - установка для удаления оксидов азота; 7 - котел; 8 - деаэратор; 9 - дымовая труба

парата компрессора и поочередного отключения ГТУ; ПТ работает на скользящем давлении. При пуске ГТУ после останова на 8 ч первые 15 мин затрачиваются на разворот и включение ГТУ в сеть; следующие 10 мин производится разворот и синхронизация параметров турбины при постоянной нагрузке ГТУ, постоянном давлении (1,1 МПа) и возрастающей с 653 до 703 К температуре пара; с 33 до 49 мин осуществляется повышение параметров пара и нагрузки ПГУ до номинальных значений. Управление установкой автоматизировано благодаря применению управляющей ЭВМ в каждом из блоков для координации работы блоков с большим числом единиц оборудования и контроля, а также аналоговых и логических устройств, обеспечивающих надежность пусков, остановов и эксплуатации.

В ГТУ применена система сжигания топлива с предварительным смесеобразованием, без впрыска воды или пара, обеспечивающая содержание оксидов азота до 15 млн⁻¹.

Из-за практического отсутствия природных ресурсов Япония разрабатывает крупные национальные проекты, целью которых, в частности, является всемерное повышение эффективности использования привозного и дорогостоящего топлива. Одним из них является проект "Лунный свет", финансируемый Агентством промышленной науки и техники, функционирующим в составе Министерства международной торговли и промышленности. В проект включена разработка перспективной ГТУ типа AGTJ -100. Эта ГТУ описана достаточно подробно [55], поэтому ограничимся приведением лишь самых основных сведений. Прежде всего обращает на себя внимание высокий расчетный КПД ПГУ на базе ГТУ AGTJ -100: он должен достигать 55% по низшей теплоте сгорания топлива [76]. Номинальная мощность ГТУ 100 МВт. Высокое значение КПД определяется не только высокими параметрами цикла (степень повышения давления $\pi_{\Sigma} = 55$, температура продуктов сгорания перед ТВД $T_{г1} = 1573$ К, перед ТНД $T_{г2} = 1448$ К), но и применением усложненного термодинамического цикла с промежуточным охлаждением при сжатии и промежуточным подогревом при расширении.

Разработка ГТУ типа AGTJ -100 началась в 1978 г., общая стоимость работ по ее созданию составила 28 млрд. иен. В создании ГТУ принимали участие многие научно-исследовательские и промышленные предприятия и организации Японии. Опытная ГТУ типа AGTJ -100А с 1984 г. проходила испытания на электростанции Sodegaura

Токийской электроэнергетической компании (ТЕРСО). Испытания в целом прошли успешно, была получена мощность 93 МВт. Установка работала с температурой $T_{г1} = 1553$ К, что несколько ниже расчетной. Столь высокие $T_{г1}$ - и проектные, и достигнутые при испытаниях - обеспечиваются рядом мер: применением рабочих лопаток ТВД с направленной кристаллизацией; использованием для охлаждения лопаток не только воздуха, но и пара; применением термобарьерных покрытий для лопаток. Давление воздуха на выходе из компрессора высокого давления (КВД) составляло 4,2 МПа (т.е. расчетное значение π_{Σ} не было достигнуто. Температура $T_{г2}$ также не была достигнута - она составляла 1390 К вместо 1448 К по расчету. Температура на выходе из ТНД была 843 К.

В июле 1987 г. испытания установки были завершены. К этому времени общая наработка ГТУ составила 548 ч, за время эксплуатации она выработала 18,21 млн. кВт. ч электроэнергии.

В соответствии с программой разработок поставлена задача создать вторую модификацию ГТУ - еще более высокотемпературный вариант AGTJ -100 В с $T_{г1} = 1673$ К и КПД 55% (в сочетании с ПТ). Проектная разработка такой установки завершена и с ноября 1987 по январь 1988 г. проводились стендовые испытания КС и ТВД.

Рассматриваются два сочетания установки AGTJ -100 с паровой турбиной: в виде ГПУ с разделенными контурами без дожигания топлива (по схеме рис. 4, а) и в виде ГПУ контактного типа с вводом пара (по схеме рис. 4, в). Первая комбинация - достаточно традиционная, при ее осуществлении предполагается применить три уровня давления пара: пар высокого давления должен работать в ПТ высокого давления, затем поступать на перегрев в КУ и на вход в ПТ низкого давления; к последним ступеням ТНД должен подводиться отдельный расход пара низкого давления (рис. 23).

Вторая комбинация заключается в том, что ГТУ типа AGTJ -100 сочетается с КУ, весь пар из которого поступает в газовую турбину высокого давления [77] (точнее, в этом случае турбина становится парогазовой). Перегретый пар высокого давления должен поступать в проточную часть перед КС высокого давления, а затем дополнительно перегреваться за счет теплоты топлива до температуры смеси пара и газа перед ТВД. Эта особенность - применение перегре-

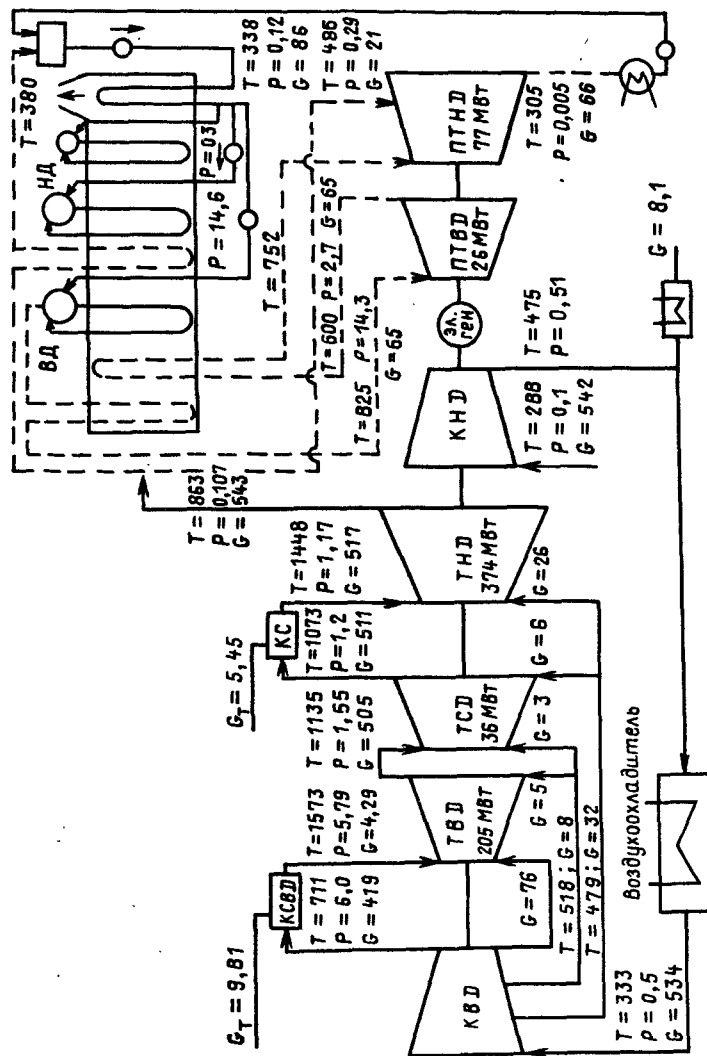


Рис. 23. Тепловая схема комбинированной ГТУ с ГТУ типа AGTJ -100 (суммарная мощность 406 МВт; мощность ГТУ 303 МВт; мощность ПТ 103 МВт; КПД установки по нижней теплоте сгорания 53,5%; топливо - природный газ с нижней теплотой сгорания 48 990 кДж/кг; температура T - в К; давление P - в МПа, расход G - в кг/с)

того пара с большим расходом - обеспечивает высокую эффективность комбинированной установки.

Пока проведены расчетные исследования, показавшие следующее. Считалось, что температура рабочего тела (смеси продуктов сгорания топлива и перегретого пара) перед ТВД $T_{r1} = 1573$ К, т.е. равна температуре продуктов сгорания в исходной установке AGTJ -100. Принималось, что температура рабочего тела перед ТНД $T_{r2} = 1448$ К, что также соответствует исходной установке. Температура охлаждаемых сопловых и рабочих лопаток - соответственно 1073 К и 1123 К - принята одинаковой с прототипом. В отличие от прототипа считается, что все три турбины - ТВД, ТСД и ТНД - охлаждаются паром, а не воздухом. Кроме того, принято, что температура газа на входе в КС промежуточного подогрева поддерживается равной 1073 К с целью защиты ее от высокой температуры. Расчеты показали возможность повышения давления воздуха за КВД до 8,0 МПа, при этом степень повышения давления в КНД равна 5. Расчетный КПД такой установки должен превышать 54%, мощность достигнет 400 МВт. Расход воздуха на входе в КНД 335 кг/с, расход парогазовой смеси на выходе из ТНД 438 кг/с. Такой расход вполне можно пропустить через ТНД при современном уровне науки и техники.

В той же работе [77] выполнено сравнение установки, имеющей КУ и паровую турбину, работающую на генерируемом паре с установкой описанного выше типа, т.е. по сути сравнение в сопоставимых условиях ГТУ по схемам 4, а и 4, в (последняя имеет особенности, указанные выше). В случае ГТУ с разделенными газовым и паровым контурами элементы высокотемпературной части двигателя охлаждаются воздухом, отбираемым из компрессора высокого давления. Температура и давление пара на выходе из КУ ограничены уровнями 839 К и 17 МПа по условиям работоспособности паротурбинного оборудования. Предполагалось, что ПТ имеет перегрев; перегретый пар низкого давления подводится в промежуточную ступень. Температура перегрева выбиралась такой, чтобы на выходе из паровой турбины степень сухости пара была не ниже 93%.

При сравнении все параметры ГТУ обоих типов приняты практически одинаковыми и соответствуют ГТУ без впрыска пара. Выбрана общая степень повышения давления в цикле $\pi_{\Sigma} = 60$, а степень повышения давления в КВД равна 5; это - оптимальное значение для установки такого типа. Ус-

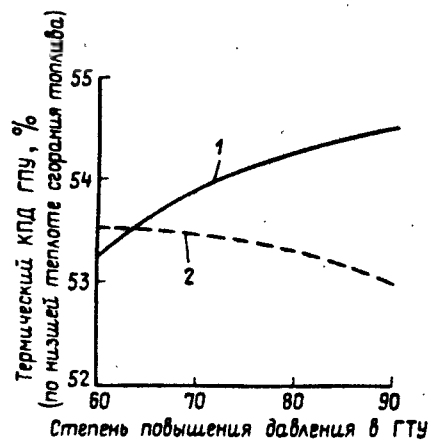


Рис. 24

Рис. 24. Влияние степени повышения давления в ГТУ на КПД комбинированных ГПУ по контактной схеме (1) и с разделенными контурами (2)

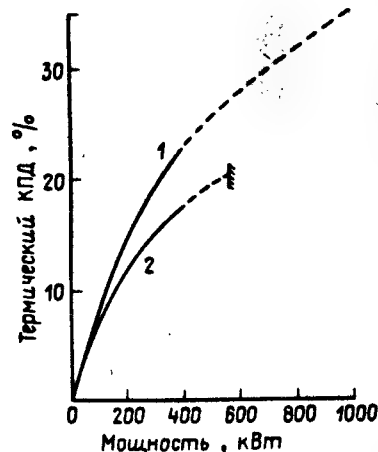


Рис. 25

Рис. 25. Перспективы повышения КПД двигателя Чэня в сравнении с исходным двигателем типа IE 831-800: 1 — двигатель Чэня; 2 — исходный двигатель

ловием сравнения являлось также равенство мощностей обеих установок; как было указано выше, мощность 400 МВт может быть реализована в установках подобного типа. Для обеспечения такой мощности расход воздуха на входе в КНД принят равным 542 кг/с. При этом расходе обеспечивается мощность ГТУ 300 МВт, а остальная мощность вырабатывается паровой турбиной.

Результаты расчетов показали, что термические КПД циклов обеих установок может достигнуть 53–54% (рис. 24). Определено, что КПД ГПУ с разделенными контурами при ГТУ с промежуточным охлаждением и промежуточным перегревом в отличие от КПД ГПУ контактного типа слабо зависит от π_{Σ} в цикле ГТУ.

Таким образом, при практическом равенстве КПД обеих ГПУ в установке контактного типа отсутствует дорогостоящий и крупноразмерный агрегат — ПТ, и в результате экономическая выгода остается за ГПУ контактного типа.

Идея применения впрыска большого расхода перегретого пара, генерируемого в КУ за ГТУ, не нова, хотя и впервые применена для ГПУ большой мощности. Как указано в разделе I, именно в этом заключается идея, предложенная д-ром Чэнем (Dah Yu Cheng) и запатентованная им.

В [19] рассмотрены параметры ГТУ малой мощности, выполненной по циклу Чэня, и приведены результаты испытаний такой установки (названной авторами двигателем Чэня).

В качестве исходного ГТД взят двигатель IE 831-800 фирмы Garrett (США); к нему был добавлен КУ и трубопровод для подачи перегретого пара в КС. ГТД типа 831 является одновальным с двухступенчатым центробежным компрессором, индивидуальной КС и трехступенчатой турбиной. Степень повышения давления в нем 11, расход воздуха 3,6 кг/с, температура газа при входе в турбину 1233 К. Номинальная частота вращения ротора 41 730 мин⁻¹ понижается до 1800 мин⁻¹ в редукторе. Эффективная максимальная мощность на валу редуктора 560 кВт, длительная мощность 490 кВт. Расчеты показали возможность повышения мощности при создании двигателя Чэня на базе ГТД до 1000 кВт с КПД 34% по сравнению с номинальной кратковременной мощностью исходного ГТД 520 кВт и КПД 22,5%. В КУ получается пар с максимальным рабочим давлением 1,4 МПа; при этом перепад между давлением пара и давлением воздуха за компрессором на режиме максимальной мощности 0,14 МПа. Паропроизводительность КУ 1360 кг/ч. Пар из КУ впрыскивается через 8 равномерно расположенных сопел во вторичную зону КС. При экспериментальном исследовании двигателя производились измерения 40 параметров в различных точках. Испытания проводились на жидком топливе в широком диапазоне нагрузок. Результаты испытаний показали, что КПД двигателя по сравнению с исходным ГТД возрос от 9% при мощности 100 кВт до 27% при 500 кВт практически независимо от температуры окружающей среды (она изменялась от 288 до 305 К). Температура на выходе из двигателя при малых нагрузках была на 28 К, а при 400 кВт — на 56 К ниже, чем в исходном ГТД. Кратковременное повышение мощности до 1100 кВт при термическом КПД 34% означает, что удельные капитальные затраты на 1 кВт, ч пиковой энергии могут быть снижены примерно в два раза; кроме того, установки такого типа на-

иболее выгодно использовать при больших нагрузках. Расчетные возможности повышения КПД ГТД Чэня по сравнению с исходным ГТД приведены на рис. 25.

Установки, работающие по циклу Чэня, мощностью 5500 и 1900 кВт выпускаются фирмой International Power Technology (табл. 5). Разработкой аналогичных установок по лицензии этой фирмы занимается фирма Kawasaki Heavy Industries (Япония) [78]. Взяв в качестве исходного ГТД типа M1A -01, выпускаемый этой же фирмой с 1978 г., имеющий мощность (при базовой нагрузке) 1050 кВт, фирма показала возможность повышения ее до 1800 кВт (также при работе в базовом режиме).

Возвращаясь к энергетическим ПГУ большой мощности, отметим, что их созданием занимаются такие крупные и известные фирмы, как Brown Boveri (Швейцария) (ряд разработок фирма ведет совместно со шведской фирмой ASEA), Kraftwerk Union совместно с фирмой Siemens (обе фирмы ФРГ), Sulzer Brothers и другие.

Европейские фирмы Brown Boveri и ASEA объединили усилия и создали новую компанию ASEA - Brown Boveri (ABB) с годовым объемом производства в 15 млрд. долл. и со 160 000 сотрудниками [79]. Новая фирма стала ведущим в мире поставщиком энергогенерирующего оборудования, а также оборудования для передачи и распределения энергии и средств автоматизации. До последнего времени основным потребителем продукции новой фирмы были страны Общего рынка, однако в настоящее время основные усилия сосредоточиваются на расширении сферы влияния в Северной Америке и Азии. Другая цель объединения - противостоять более уверенно конкуренции со стороны аналогичных фирм США и Японии.

Фирма ABB имеет давние (свыше 50 лет) и известные традиции создания турбинного оборудования; ГТУ и ПТУ фирмы отличают сравнительная простота конструкции и высокая надежность в эксплуатации. Фирма выпускает ПГУ на базе ГТУ типов 8, 11, 13 и их модификаций [80]. Основные показатели этих ГТУ приведены в разделе V.

ПГУ фирмы ABB на базе ГТУ типов 8, 9, 11, 13 и 13 E имеют обозначения соответственно KA 8, KA 9, KA 11, KA 13, KA 13E и могут компоноваться с различным числом ГТУ - от одной до четырех. Как следует из табл. 8, КПД ПГУ типа KA 8 составляет 46-48%, типа KA 9 - 42-45%, типа KA 11 - порядка 47-48%, а уста-

Таблица 8

Основные показатели ПГУ серии KA фирмы ABB при работе на природном газе

Модель ПГУ	Тип ГТУ	Частота тока, Гц	Суммарная мощность ГТУ, МВт	Мощность паровой турбины, МВт	Показатели ПГУ		КПД, %
					Общая мощность, МВт	Расход теплоты, кДж/ (кВт. ч)	
KA13E-1	13E 50		141,1	74,3	215,4	7186	50,1
KA13E-2			282,2	152,6	434,7	7129	50,5
KA13-1	13 50		96,4	53,0	149,4	7317	49,2
KA13-2			192,8	108,0	300,8	7273	49,5
KA13-3			289,2	163,5	452,7	7244	49,7
KA13-4			385,6	218,9	604,5	7244	49,7
KA11-1	11N 50/60		77,8	43,0	120,8	7500	48,0
KA11-2			155,6	86,3	243,9	7438	48,4
KA11-3			233,4	133,5	366,9	7407	48,6
KA11-4			311,2	179,0	490,2	7392	48,7
KA8-1	8 50/60		44,8	24,8	69,6	7595	47,4
KA8-2			89,6	50,7	140,3	7531	47,8
KA8-3			134,4	76,9	211,3	7500	48,0
KA8-4			179,2	103,0	282,2	7484	48,1
KA9-1	9 50/60		32,4	21,5	53,9	8200	43,9
KA9-2			64,7	44,2	108,9	8108	44,4
KA9-3			97,1	68,0	165,1	8036	44,8
KA9-4			129,5	91,5	221,0	8000	45,0

Примечание. 1. Топливом является природный газ, не содержащий серы; паровой цикл двух давлений; 2. Установки могут работать на дистиллатном топливе с максимальным содержанием серы 1%; при этом осуществляется паровой цикл одного давления, мощности ГТУ, ПТ и ПГУ, а также КПД ПГУ получаются несколько ниже указанных в табл. значений; 3. Значения получены при следующих стандартных условиях: барометрическое давление 101,3 кПа; температура окружающей среды 288 К; относительная влажность воздуха 60%; давление в конденсаторе 4 кПа; работа на 100%-ной мощности.

новки KA11E - свыше 50%. Коэффициент использования теплоты топлива при работе в режиме комбинированной выработки (с учетом теплофикации) достигает 87% [81, 82, 83].

Основная программа выпуска современных ПГУ фирмой ABB заключается в создании ПГУ без дожигания дополнительного топлива. Обычно все установки имеют только одну ПТ. В ряде случаев применяется дожигание дополнительного топлива перед КУ для повышения мощности ПТ. Установки пригодны для совместного производства электрической и тепловой энергии, хотя основная продукция фирмы - ПГУ только для производства электроэнергии [83]. Удельная стоимость ПГУ типа КА составляет только 50-70% от стоимости паротурбинных установок сопоставимой мощности.

Фирма BBC и ABB выпустила несколько десятков ПГУ мощностью свыше 8,5 млн. кВт [58] и свыше 150 ПТ для комбинированных турбинных установок различных типов [84]. В числе выпущенных - несколько ПГУ со сбросом газов в котел традиционного типа (по схеме на рис. 2, б), однако они сооружены еще в 1970-1975 гг. во Франции и ФРГ. Высокие начальные температуры газов в ГТУ нового поколения ($T_r = 1343$ К в ГТУ типа 13E в базовом режиме и 1388 К - в пиковом режиме) привели к тому, что создаваемые на их основе ПГУ превратились в бинарные ПГУ с разделенными контурами (по схеме на рис. 4, а). Постройка опытной ГТУ типа 13E была завершена в конце 1985 г. [85]. Мощность ГТУ в базовом режиме составила 140 МВт с КПД при работе на дистиллатном топливе 33%. Расход воздуха в ГТУ 506 кг/с (в базовом режиме) и 507 кг/с (в пиковом режиме), степень повышения давления в компрессоре 14,6 (14,8). При работе двух ГТУ и одной ПТ без дожигания топлива обеспечивается мощность 424 МВт с КПД 49,5-50,4%. ПГУ типа KA13E могут включаться в работу еще до монтажа теплоутилизующего парового контура, что очень важно для быстрого наращивания мощности.

ПГУ фирмы ABB отличаются не только высокой экономичностью, но и надежностью в работе. Одна из ПГУ с ГТУ типа 13 D эксплуатируется с 1979 г. на ТЭС в Австрии. В ПГУ входит паровая турбина двух давлений с одним регенеративным отбором пара. При температуре наружного воздуха 283 К, температуре циркуляционной воды 281 К и расходе воды 7,9 м³/ч мощность ПГУ составляет 124,8 МВт, а КПД 46,5% [58]. Фирмой выпущены бо-

лее 70 подобных установок, которые наработали более 1,3 млн. ч, а число пусков достигает свыше 35 000.

Такие же ПГУ с ГТУ типа 13 D монтируются на крупнейшей в мире электростанции Тракуа в европейской части Турции. Для отвода теплоты от конденсатора паровой турбины в установках применена "сухая" градирня [86]. Станция мощностью 1200 МВт сооружается по контракту между турецкой электрической компанией и объединением двух фирм - ABB и ENKA, причем фирма ENKA занимается только строительством, возведением стальных конструкций и снабжением.

Первоначально контракт предполагал строительство электростанции мощностью 600 МВт. Такая станция должна была включать две одинаковые ПГУ мощностью по 300 МВт. Каждая ПГУ состоит из двух ГТУ мощностью по 100 МВт и паровую турбину мощностью 100 МВт. В июле 1986 г. электрическая компания, решив удвоить мощность станции, заказала у фирмы второй аналогичный комплект оборудования. Полная мощность должна быть введена в 1989 г., причем оборудование будет включаться в работу постепенно, по мере его монтажа, а первая ГТУ должна давать электрическую энергию в сеть через год после получения заказа. Фирма ABB осуществляет общее руководство работами по сооружению станции, она же поставляет 8 ГТУ, 4 ПТУ, систему регулирования, высоковольтное оборудование, а также основные узлы сухой градирни. Остальные узлы градирни поставляет предприятие Transselectro (ВР). Основные узлы КУ поставляет фирма CMI Cockerill (Бельгия).

Планировка станции и проект энергоустановки аналогичны тем, которые использовались фирмой ABB все последние годы. Термический КПД ПГУ, установленных на станции Тракуа, как и других мощных ПГУ фирмы ABB, достигает 50%.

В настоящее время первая очередь станции, включающая две указанные ПГУ, уже находится в эксплуатации.

Номинальная мощность ГТУ типа 13 D, установленных на ТЭС Тракуа, - 95 МВт, термический КПД 32,1%. Температура продуктов сгорания перед турбиной 1273 К, за турбиной 770 К. ГТУ работает на местном природном газе.

КУ установлены за каждой из ГТУ (рис. 26). Они расположены вертикально, допускают легкую разборку и перевоз-

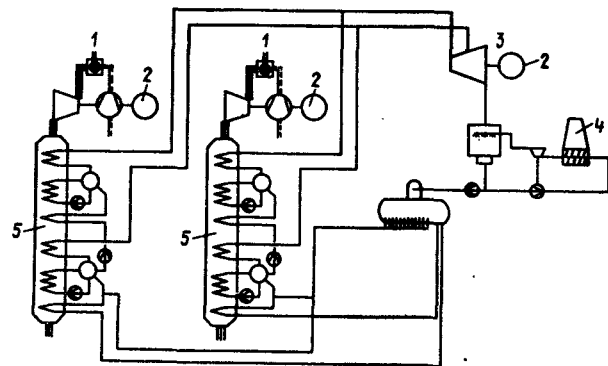


Рис. 26. Принципиальная схема ГПУ мощностью 300 МВт с двумя ГТУ и с ПТ двух давлений: 1 – ГТУ типа 13D; 2 – электрический генератор; 3 – ПТ; 4 – сухая градирня; 5 – КУ

ку. Все узлы КУ обеспечивают быстрые и частые пуски-остановы и быстрый набор нагрузки ГПУ. Минимальная разность между температурой насыщенного пара и температурой уходящих газов выбрана равной 8К как для системы высокого давления, так и для системы низкого давления. Температура газов за КУ (в дымовой трубе) 370 К. На каждом КУ имеются две байпасные системы. Перепуск газов за ГТУ позволяет, минуя поверхности нагрева в КУ, легко переходить от режима работы, при котором включена лишь ГТУ, а паротурбинная часть не работает, к режиму работы комбинированной ГПУ, и наоборот.

Паротурбинная часть установки стандартная для фирмы АВВ: ПТ конденсационная однокорпусная, двух давлений, работающая на отдельный электрогенератор, имеет модульную конструкцию, которая успешно применяется уже в течение десятков лет на паротурбинных электростанциях во всем мире. Суть ее в том, что стандартизированные узлы основные могут использоваться для постройки новых турбин, необходимых заказчику, и удовлетворяют при этом всем требованиям и условиям эксплуатации.

ПТ ГПУ была собрана на заводе и там же испытана в холодных условиях. Особенностью ротора турбины является наличие двух опор, одна из которых – передняя опора ротора электрогенератора. Такая конструкция обеспечивает точное определение нагрузок на подшипники и облегчает расчет динамических характеристик ротора.

В ГПУ применена электрогидравлическая система управления, электронный регулятор частоты вращения и нагрузки.

Для достижения максимального КПД ПТ работает на скользящем давлении пара без колеса активной турбины и без отборов для подогрева питательной воды. Если, например, пар подается в турбину только от одного КУ (что обусловлено работой на режиме частичной мощности), то начальное давление пара должно снижаться до значения, соответствующего работе на полной мощности, однако КПД ГТУ остается при этом таким же, как и на режиме полной мощности.

Сухая градирня позволяет установке работать в условиях недостатка воды в месте расположения станции. Для целей охлаждения воды в конденсаторе применена система Heller, разработанная фирмой EGI (ВР). Система отличается низкой капитальной стоимостью и малой стоимостью обслуживания. Система состоит из контактного струйного конденсатора, смонтированного под каждой паровой турбиной, и циркуляционных систем, а также градирни с естественной тягой, в которой охлаждаемые элементы строго разделены (и термически, и гидравлически) для каждой ГПУ.

Охлаждающая вода, возвращающаяся из градирни, протекает через рекуперационные гидротурбины в струйные конденсаторы и служит для конденсации отработавшего в турбине пара. Смесь охлаждающей воды и конденсата заканчивается из сборника конденсата в конденсаторе в охлаждающие элементы градирни циркуляционными насосами. Лишь около 2% этого расхода соответствующего расходу сконденсированного пара, направляется бустерными насосами в систему питательной воды КУ. Основная его часть поступает в конденсатор.

Станция с 12 ГТУ и ПТУ соединена с электрической сетью через открытое распределительное устройство станции с напряжением 380/154 кВ.

Имеются сведения о поставках фирмой АВВ своих ГПУ в ряд стран. Например, два контракта объемами 250 и 69 млн. долл. были заключены с электрическими компаниями США [86]. Первая ПГУ с ГТУ типа 11 мощностью 135 МВт будет сооружена на ТЭЦ Hazelton. ПГУ будет работать на природном газе или на синтетическом газе, получаемом в результате газификации угля. По второму контракту на переоборудованной АЭС паротурбогене-

ратор будет надстроен контуром ГТУ с КУ. Мощность ПГУ составит 1370 МВт. В состав ПГУ войдут 12 ГТУ типа 11 мощностью по 85 МВт. Теплота пара, генерируемого в КУ, будет использоваться не только для выработки электроэнергии но и для опреснения воды на станции, расположенной рядом с ТЭЦ. Переоборудование АЭС в парогазовую предполагалось провести за один год.

На электростанции завода Parnis в Роттердаме (Нидерланды) эксплуатируется комбинированная установка на базе ГТУ типа 8 фирмы АВВ. ГТУ работает на природном газе и вырабатывает электрическую и тепловую энергию для нефтехимического предприятия [87]. В базовом режиме без дополнительного дожигания топлива установка вырабатывает 49,7 МВт электрической мощности и 97 т/ч пара с температурой 669 К и давлением 1,8 МПа. При подводе дополнительного топлива через КУ паропроизводительность возрастает до 218 т/ч. Полный коэффициент использования теплоты топлива достигает 75%. На станции установлены также ГТУ типа 9 и ПТ с противодавлением. Для уменьшения выбросов оксидов азота применяется подвод пара в КС ГТУ, для этого пар из КУ с давлением 2,1 МПа подается через четыре форсунки в КС непосредственно за первичной зоной горения. Соотношение пара и топлива в молях составляет 1:1. Подвод пара позволяет повысить мощность ГТУ на 4 МВт. Особенностью установки является применение редуктора, понижающего частоту вращения ротора турбины с 6340 до 3000 мин⁻¹ на валу электрогенератора.

Установки типа 8 фирмы АВВ работают на природном газе на электростанции Placerita в Северной Калифорнии (США), передавая электрическую мощность в энергосистему Edison, а тепловую энергию в виде пара – на нефтеперерабатывающий завод [88]. На станции работают две ГТУ с двумя КУ и одной ПТ. Для нейтрализации вредных выбросов применяются два способа: селективный каталитический с аммиаком в качестве реагента и впрыск пара в КС. Установки характеризуются низкими выбросами вредных компонентов: выброс оксидов азота не превышает 7 млн⁻¹, а оксида углерода – 2 млн⁻¹.

ГТУ типа 13 Е фирмы АВВ применена для модернизации паротурбинной ТЭС Номвег (Нидерланды). Номинальная мощность станции – 500 МВт – была повышена до 600 МВт, а КПД достиг 46% благодаря установке ГТУ этого типа мощностью 140/150 МВт [89, 90, 91]. ГТУ работает на

дистиллатном топливе и приводит отдельный электрогенератор. ОГ ГТУ с температурой 798 К и расходом 506 кг/с поступают в паровой котел ТЭС и используются в качестве окислителя дополнительного топлива. Дутьевой вентилятор котла сохранен и предназначен для подачи воздуха при неработающей ГТУ.

Электростанции Pegus (о которой упоминалось выше) и Номвег – две из десяти крупнейших электростанций Нидерландов, которые по плану правительства должны быть реализованы с применением ПГУ. Компании Pegus принадлежит также станция LageWeide 5, оборудованная ПТУ мощностью 255 МВт производства фирмы Alsthom и работающая с 1976 г. [92]. Согласно плану на электростанции была установлена ГТУ и соответственно снижена мощность ПТ. В результате полная мощность преобразованной станции осталась прежней, но КПД возрос (табл. 9). Фирма Pegus заказала ГТУ типа 11 фирмы АВВ, и ГТУ начала работать в сентябре 1986 г. Комбинированная установка вступила в эксплуатацию в январе 1987 г.

До преобразования станция LageWeide 5 при работе на газе имела КПД 40,5%. КПД комбинированной установки повысился существенно – до 45,9%, причем в диапазоне нагрузок от 50% до полной он остается почти постоянным. Весьма существенным преимуществом новой установки являлось заметное снижение выбросов оксидов азота. В ГТУ, установленной на станции, впервые в коммерческой установке фирма АВВ применила "сухой" способ подавления образования оксидов азота в КС ГТУ. Ранее фирма применила этот способ на опытной установке типа 13, которая эксплуатировалась в составе ПГУ с 1984 г. на станции Lansward (г. Дюссельдорф, ФРГ). Камера сгорания нового типа была получена путем модификации серийной КС. При ее преобразовании единственное горелочное устройство было заменено на блок небольших горелок, которые запрограммированы на сжигание топлива, обеспечивающее требуемую мощность. В ГТУ типа 13 прежних модификаций 37 таких мини-горелок, в ГТУ типа 8 – 34 горелки. Измерения показали, что содержание оксидов азота в продуктах сгорания соответствует 27 млн⁻¹. При работе комбинированной установки концентрация оксидов азота в ОГ составляет 62 млн⁻¹, что на 36% ниже уровня у замененной ПТУ. В Нидерландах, как и во многих других странах, предельные нормы выбросов постоянно ужесточаются. Так, в настоящее

Таблица 9

Сопоставление основных параметров энергоустановок станции Lage Weide 5 до и после реконструкции

Параметры	До реконструкции (при работе ПТУ)	После реконструкции (при работе ПГУ)
Подвод теплоты в котле, МДж/с	634,6	355,1
Подвод теплоты в ГТУ, МДж/с	-	224,8
Мощность ПТ МВт	270	206,5
Мощность ГТУ, МВт	-	66,1
Затраты мощности на привод вспомогательных агрегатов, МВт	13	6,5
Эффективная мощность энергоустановки, МВт	257	266,1
Расход теплоты, кДж/(кВт. ч)	8888	7845
Эффективный КПД при полной нагрузке, %	40,5	45,9

время допустимыми считаются выбросы оксидов азота до 200 г/ГДж, однако к 1990 г. этот уровень понизится до 135 г/ГДж. Выбросы на уровне 62 млн⁻¹ соответствуют в абсолютных цифрах выбросам в 110 г/ГДж, т.е. они ниже, чем предполагаемые стандартные значения.

На станции Lage Weide 5 ГТУ передает мощность на электрогенератор через редуктор, поскольку частота вращения ротора установки типа 11 – 3600 мин⁻¹, и этими установками в основном снабжаются страны, частота тока в которых 60 Гц. Выбор установки с такой частотой вращения ротора обусловлен еще и тем, что в этом случае расход продуктов сгорания в ГТУ 285 кг/с – эта цифра близка к расчетному значению для существующего котла прежней энергоустановки. В качестве другого варианта рассматривалась

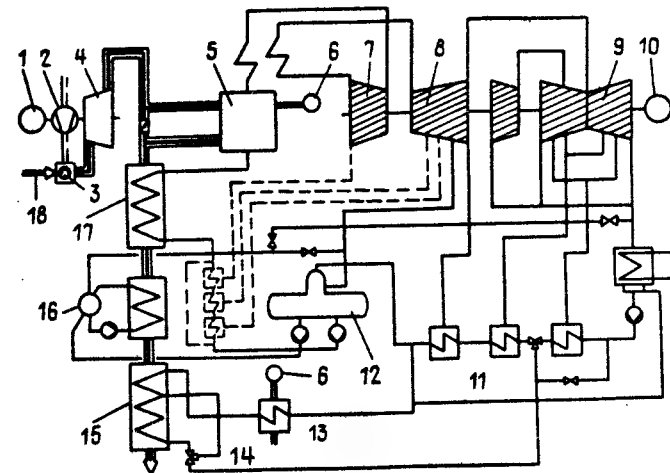


Рис. 27. Схема ПГУ Lage Weide 5 после реконструкции и надстройки ГТУ типа 11: 1 – электрический генератор, приводимый ГТУ; 2 – компрессор; 3 – камера сгорания; 4 – ГТ; 5 – котел; 6 – подвод топлива в котел; 7 – цилиндр высокого давления; 8 – цилиндр среднего давления; 9 – цилиндр низкого давления; 10 – электрогенератор, приводимый ПТ; 11 – подогреватель питательной воды низкого давления; 12 – деаэратор; 13 – подогреватель газообразного топлива до подвода в котел; 14 – перепускной клапан; 15 – экономайзер низкого давления; 16 – испаритель низкого давления; 17 – экономайзер высокого давления; 18 – подвод топлива в камеру сгорания ГТУ

ГТУ типа 13D, о которой упоминалось выше. Она рассчитана на частоту тока 50 Гц и позволила бы обойтись без редуктора, однако расход в ней – 371 кг/с – слишком велик для котла. Рассматривалась также возможность установки двух ГТУ типа 9, однако и в этом случае суммарный расход велик – 326 кг/с.

Принципиальным требованием при проектировании установок было сохранение мощности примерно на прежнем уровне. Ввиду этого котел работает лишь при 60%-ной нагрузке. При такой потребности в паре достаточно включить в работу только два из трех циркуляционных насосов, третий остается резервным.

Принципиальные изменения произошли с ПТ, конкретно – с ее цилиндром высокого давления. В нем заменено облопачивание, оно имеет меньшие радиальные размеры для пропус-

ка меньшего расхода пара. Облопачивание цилиндров среднего и низкого давления осталось без изменения, однако отборы пара в деаэратор и подогреватель питательной воды высокого давления были закрыты.

ГТУ интегрируется с ПТУ двумя путями: часть отработавших в ГТУ газов с температурой 793 К поступает в котел, где они служат окислителем для сжигания дополнительного топлива, а оставшаяся часть направляется в экономайзер и испаритель, принадлежащие исходной системе подогрева питательной воды. Температура газов после этих агрегатов 373 К. Как следует из рис. 27, третьей ступенью регенерации теплоты ОГ ГТУ является экономайзер низкого давления, соединенный параллельно со вторым и третьим нагревателями питательной воды низкого давления. Эти нагреватели при работе на газе обычно байпасируются, но если в котле сжигается жидкое топливо, то они используются, чтобы не допустить переохлаждения ОГ и избежать конденсации в дымовой трубе. Перепускной клапан на части экономайзера низкого давления используется при малых расходах воды в конденсатор ПТ.

Фирма Kraftwerk Union (KWU, ФРГ) выпустила значительное количество ГТУ мощностью 50–70 МВт, многие из которых работают в составе ПГУ со сбросом газов в топку котлов традиционного типа. Например, на ТЭС Ran Pakong (Таиланд) с 1983 г. работают две ПГУ мощностью по 390 МВт. В состав ПГУ входят по 4 ГТУ типа V 93.2, мощностью по 60 МВт и одна ПТ мощностью 135 МВт. КПД ПГУ при работе на жидком топливе 41,6%. ПГУ с еще более мощными ГТУ типа V94.2 (150 МВт при работе в базовом режиме) сооружена на ТЭЦ в Мюнхене в 1980 г. ПГУ состоит из двух ГТУ с КУ двух давлений и ПТ. ГТУ работают на природном газе; в качестве резервного используется легкое жидкое топливо. Подобные установки с ГТУ типов V93 и V94 работают на электростанциях в Малайзии и Сингапуре [92].

Фирма KWU еще в 1979 г. получила заказ и разработала интересный проект электростанции EPOS мощностью 370 МВт, которая может быть установлена на платформе в Северном море на расстоянии 100–400 км от берега в непосредственной близости от небольших месторождений природного газа [93]. Энергоустановка должна состоять из двух ГТУ типа V94.2 мощностью по 125 МВт и одной ПТ, работающей на паре, получаемом в КУ двух давлений.

После исчерпания запасов газа в одном месте платформа может быть демонтирована и с помощью судов-буксировщиков перебазирована на новое месторождение, причем общее время демонтажа и повторного ввода в эксплуатацию оценено в четыре недели. Мощную электростанцию подобного типа спроектировала также фирма Alsthom Atlantique для работы в Северном море, но эта установка должна состоять только из ГТУ типа MS 9001E мощностью по 100 МВт.

В настоящее время разработки ведутся не одной фирмой KWU, а объединением фирм Siemens и KWU. Перспективы создания ГТУ и ПГУ фирмы связывают с разработкой новых моделей ГТУ: V 64.3, V 84.3 и V 94.3 (сведения о них приведены в разделе V). КПД комбинированных установок с этими ГТУ должен быть выше 50% [94].

Установками фирмы Siemens-KWU будет оборудована ТЭС в Мексике, в регионе с быстрым ростом энергопотребления [95]. Суммарная мощность станции составит 218 МВт, из них 140 МВт будут вырабатываться ГТУ. Предусмотрен ступенчатый ввод мощностей: в июле 1989 г. должна начаться эксплуатация одной ГТУ, через 4 месяца – второй ГТУ, а в начале 1991 г. – паровой турбины. Установка будет работать на тяжелом мазуте, резервным топливом будет служить дизельное. Стоимость заказа составляет 100 млн. марок ФРГ.

Фирмами Siemens-KWU разработаны принципы построения системы регулирования и автоматики ПГУ с КУ без дожигания топлива [96]. Система строится на базе модульных программируемых микропроцессоров, которые осуществляют регулирование и защиту каждого комплекса ПГУ. Кабельные связи соединяют автономные блоки регулирования с центральным щитом управления, где операторы с помощью дисплеев могут наблюдать за состоянием всех блоков ПГУ. В составе ПГУ выделяются 5 блоков: ГТУ, КС, система подачи питательной и охлаждающей воды, ПТ с конденсатором, смешанный комплекс (топливо- и водоподготовка, вспомогательное оборудование и т.д.). Каждый из блоков включает в себя механическое и электрическое оборудование с четко определенными технологическими функциями. Блоки подразделяются на функциональные группы и подгруппы, управляемые своими микропроцессорами. Надежность связей и систем обеспечивается избыточными сигналами по типу два из трех, один из двух или два из двух таким образом, чтобы никакой ложный сигнал (при активном повреждении)

или отсутствие сигнала (при пассивном повреждении) не выводили из строя функциональную группу. Основные параметры установки (частота вращения, электрическая мощность и др.) контролируются дополнительными средствами защиты в соответствии с их значимостью для работы и безопасности установки в целом.

Подобная система регулирования и автоматики разработана фирмой Siemens/KWU для электростанции Ambarli в Турции мощностью 1350 МВт. На станции устанавливаются 6 ГТУ модели V94 мощностью по 150 МВт и три паровые турбины мощностью по 173 МВт. В 1988/1989 гг. предполагалось ввести в эксплуатацию все ГТУ, а в 1990 г. – ПТУ; с этого времени все оборудование начнет работать как комбинированная установка.

Как показывают технико-экономические оценки, утилизация теплоты ОГ ГТУ в комбинированном цикле оказывается экономически оправданной не только для ГТУ большой мощности, о которых в основном шла речь выше, но и для установок существенно меньшей мощности (даже для ГТУ мощностью менее 2 МВт) [97]. Такие установки удобны для районного теплоснабжения, сушки различных продуктов и для производства пара, не связанных непосредственно с технологическим циклом.

Лидерами в производстве таких ГТУ являются фирмы Ruston (Великобритания) и Solar (США).

Первая установка для указанных целей фирмой Ruston была выпущена еще в 1956 г. В настоящее время в эксплуатации находятся свыше 200 таких установок. Фирмой выпущена серия новых установок: к созданной ранее ГТУ Tornado мощностью 6 МВт добавляются ГТУ Hupricane мощностью 2 МВт и ГТУ Turphoon мощностью 4 МВт. Модель ГТУ Hupricane (ее старое наименование RH) начала выпускаться с 1987 г. [98, 99]. первая установка была продана в Данию для обеспечения теплоснабжения района в г. Рингкёбинг в Ютландии. Основные конструктивные особенности установок Hupricane и Turphoon описаны в разделе V. ГТУ Hupricane приводит электрогенератор через редуктор. ОГ ГТУ поступают в КУ; несмотря на то, что температура продуктов сгорания на выходе из ГТ достаточно высока – 884 К, для повышения теплопроизводительности перед КУ осуществляется дожигание топлива. Установка способна выдавать тепловую энергию в количестве 4 МДж/с без дополнительного дожигания и 9,6 МДж/с – с дожиганием. Ожидается,

что максимальный коэффициент использования теплоты топлива должен быть не ниже 80% [99].

Сравнение возможностей ГТУ и поршневых двигателей внутреннего сгорания, выполненное специалистами фирмы Ruston, показало, что ДВС мощностью 1500 кВт может обеспечить лишь 2 т/ч пара среднего давления, а полный коэффициент использования теплоты топлива не превысит 50%.

В установке с ГТУ Hupricane горячая вода поступает на теплофикацию с температурой 364 К и возвращается в установку с температурой 333 К. ГТУ и КУ управляются автоматически, дистанционно: основной диспетчерский пункт, регулирующий подачу теплоты району, находится в 50 км от местоположения установки.

Установка Turphoon (RM) может производить до 10 т/ч пара при мощности 3,8 МВт, соответствующей базовой нагрузке. Коэффициент использования теплоты топлива также должен быть не ниже 80%.

Фирма Solar уже в течение 25 лет участвует в разработке и выпуске комбинированных энергоустановок с ГТУ и ПТУ [100]. За это время ею выпущено оборудование для более чем 500 комбинированных установок единичной мощностью от 800 кВт до 30 МВт. В последние годы основное внимание фирма уделяет совершенствованию комбинированных установок и систем совместной выработки электрической и тепловой энергии, повышению их КПД и снижению стоимости, особенно в диапазонах малых и средних мощностей, с тем, чтобы понизить удельную стоимость до уровня, при котором они становятся привлекательными для заказчиков.

Основное внимание фирма прежде всего сосредоточила на паротурбинной части комбинированных установок (разделе V). Разработки велись совместно с институтом Gas Research Institute, их результатом явилась концепция развития таких установок – перспективная система совместной выработки (ПССВ) – Advanced Cogeneration System (ACS).

Система включает ГТУ типа Mars, одноходовой прямоточный ПГ, ПТ с противодавлением мощностью 4,8 МВт, а также вспомогательные системы и узлы. Тепловая схема установки показана на рис. 28, а внешний вид ее модели – на рис. 29. Система спроектирована на максимум производимой энергии как на оптимальный режим, однако и в широком диапазоне нагрузок ее показатели остаются высокими.

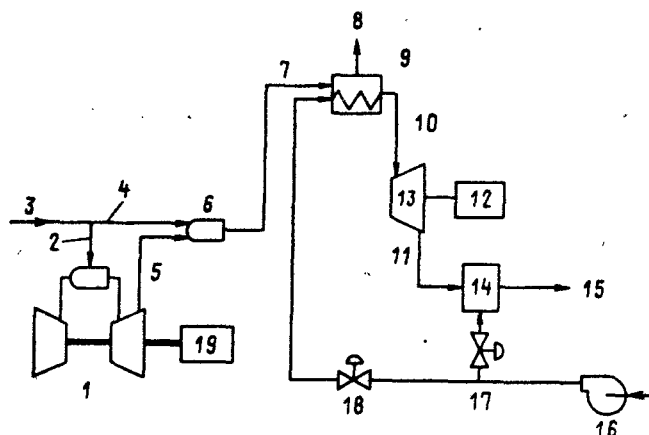


Рис. 28. Тепловая схема перспективной установки совместной выработки электрической и тепловой энергии фирмы Solar: 1 – ГТУ типа Mars; 2 – подвод теплоты в количестве 1,013.10⁸ кДж/ч с топливом; 3 – подвод топлива – природного газа; 4 – подвод теплоты в количестве 0,823.10⁸ кДж/ч с топливом; 5 – отвод отработавших в ГТУ газов с расходом 37,54 кг/с и температурой 745K; 6 – камера дожигания дополнительного топлива, смонтированная в патрубке; 7 – продукты сгорания с расходом 38,04 кг/с и температурой 1255 K; 8 – температура уходящих газов в дымовой трубе 394 K; 9 – прямоточный парогенератор (котел-утилизатор); 10 – давление пара на входе в паровую турбину 8,584 МПа, температура 838 K; 11 – давление пара на выходе из паровой турбины 1,034 МПа; температура 619 K; 12 – электрогенератор мощностью 4,8 МВт, приводимый паровой турбиной; 13 – высокоэффективная паровая турбина с противодавлением; 14 – генератор насыщенного пара; 15 – отбор пара с расходом 13,86 кг/с, давлением 1,034 МПа и температурой 460 K на технологические нужды; 16 – насос питательной воды; 17 – вода с давлением 10,34 кПа и температурой 344 K; 18 – регулирующий клапан подвода питательной воды; 19 – электрогенератор мощностью 8,6 МВт, приводимый ГТУ (указаны параметры рабочих тел на режиме номинальной мощности при условиях ИСО)

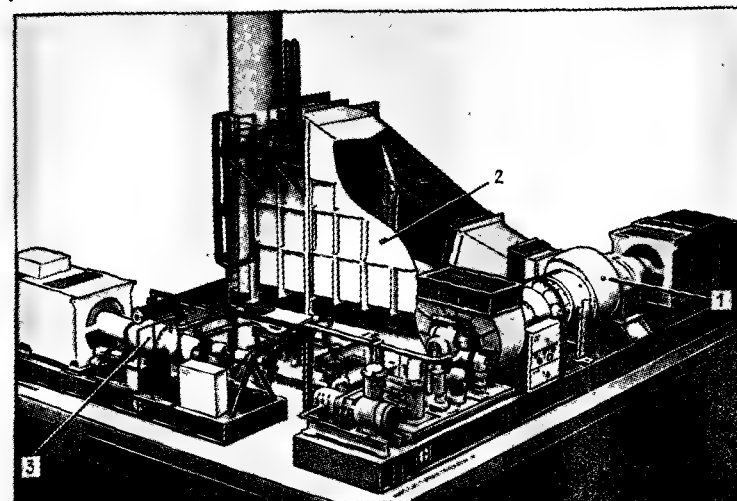


Рис. 29. Внешний вид модели перспективной установки фирмы Solar: 1 – ГТУ типа Mars; 2 – ПГ; 3 – ПТ типа НР – 5000

В настоящее время фирма Solar изготавливает узлы и элементы этой системы, и ожидается, что она будет готова к отгрузке заказчику в первом квартале 1990 г.

Суммарная электрическая мощность ГТУ и ПТ 13,4 МВт. Пар, отработавший в ПТ, доводится до состояния насыщения и с расходом 13,86 кг/с и давлением 1,034 МПа подается потребителям. ОГ ГТУ дополнительно подогреваются до 1255 K перед поступлением в ПГ, который спроектирован для получения пара с температурой 838 K и давлением 8,69 МПа.

Наиболее эффективными режимами работы установки являются режимы вблизи точки с максимальными электрической мощностью и паропроизводительностью (рис. 30), однако и остальные режимы характеризуются высокой эффективностью.

Фирма Solar разрабатывала ПГ для перспективной энергоустановки в течение 10 лет, были построены девять вариантов установок с разными ПГ, все они были испытаны. 14 построенных модельных ПГ были проданы для работы в составе промышленных установок и установок совместной выработки электрической и тепловой энергии. Первые две из них наработали свыше 40 000 с коэффициентом готовности 99%. Для обеспечения надежности и долговечности ПГ при

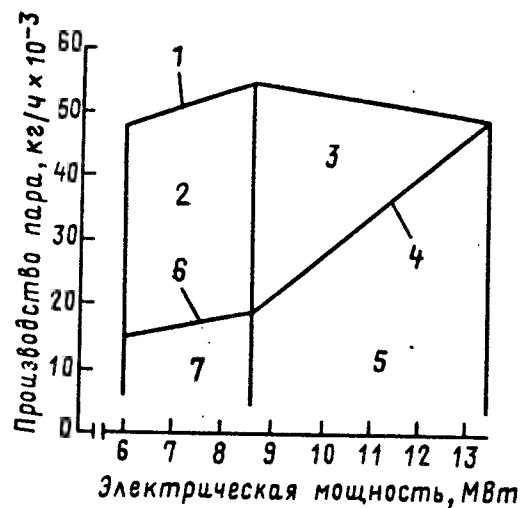


Рис. 30. Характеристика нагрузки и КПД перспективной установки фирмы Solar; 1 – дополнительное дожигание для получения температуры 1255 К; 2 – пар на технологические нужды; 3 – пар, получаемый в КУ для технологических нужд; 4 – линия режимов совместной работы ГТУ и ПТ с противодавлением; 5 – пар повышенного давления за ПТ на технологические нужды и (или) в конденсатор; 6 – линия рабочих режимов ГТУ Mars; 7 – ГТУ Mars без дополнительного дожигания топлива

высоких температурах и давлениях сред применены трубы из коррозионно-стойкой стали типа Alloy 800 с припаянными ребрами из материала того же класса вместо обычно применяемых фирмой в аналогичных случаях труб из углеродистой стали. При этом обеспечивается также коррозионная стойкость ПГ.

Как часть одного из национальных проектов в Японии разрабатывается комбинированная установка максимальной мощностью всего 1,5 МВт [76]. Работы финансируются Агентством природных ресурсов Министерства международной торговли и промышленности Японии. Проект, названный АСТ 90 (Advanced Cogeneration Technology in the 1990s, т.е. "Перспективная технология совместной выработки различных видов энергии 90-х годов"), имеет целью создание системы с коэффициентом использования теплоты топлива, включающим эффективность утилизации теплоты отходящих газов, превышающим 80% (по нижней теплоте сгорания), при

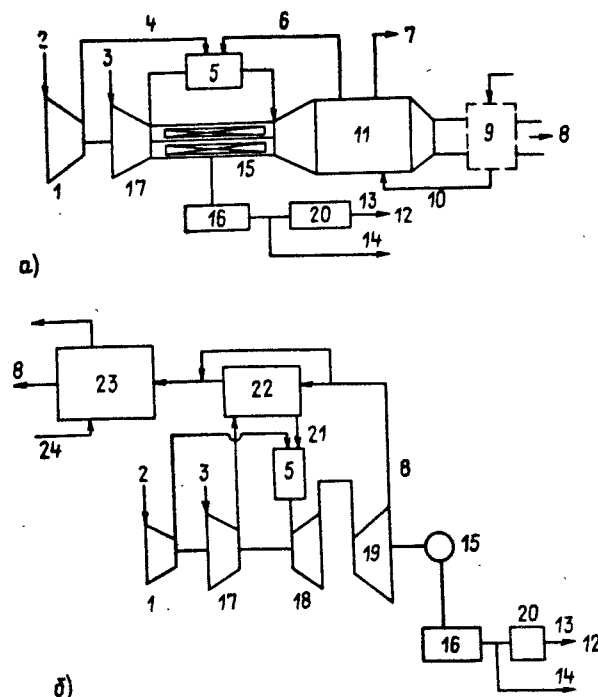


Рис. 31. Принципиальные схемы установки АСТ 90 номинальной мощностью 1500 кВт: а – одновальная, без регенерации, с впрыском пара в камеру сгорания и КУ для выработки пара, идущего на технологические нужды; б – двухвальная, с регенерацией и с системой абсорбционного охлаждения; 1 – газовый компрессор; 2 – подвод природного газа; 3 – вход воздуха в ГТУ; 4 – сжатый газ топливо; 5 – камера сгорания; 6 – перегретый пар; 7 – отвод пара на технологические нужды; 8 – отработавшие продукты сгорания; 9 – экономайзер; 10 – подвод питательной воды; 11 – газовая турбина в блоке с КУ; 12 – частота тока 50 (60) Гц или переменная частота; 13 – переменный ток; 14 – постоянный ток; 15 – высокочастотный электрогенератор; 16 – выпрямитель; 17 – воздушный компрессор ГТУ; 18 – компрессорная турбина; 19 – силовая турбина; 20 – инвертор (обратный преобразователь); 21 – нагретый в регенераторе воздух; 22 – регенератор ГТУ; 23 – абсорбционный холодильник; 24 – холодная (горячая) вода

использовании малоразмерной высокоэффективной ГТУ. Разработка проекта началась в 1987 финансовом году, срок ее окончания – 1992 финансовый год. Полная стоимость проекта 4 млрд. японских иен. В его разработке участвуют три электрические компании, три газовые фирмы, два предприятия, выпускающие газовые поршневые ДВС, две фирмы, производящие ГТУ, 5 электротехнических предприятий и две фирмы, выпускающие абсорбционное холодильное оборудование.

Разрабатываемая установка АСТ 90 рассматривается как местный источник электроэнергии, к тому же обеспечивающий потребителей теплотой, и представляет собой систему с высокой степенью утилизации теплоты топлива. При ее создании ставится задача максимально быстрого доведения до рынка сбыта при использовании различных топлив. Проблема создания установки такого типа – обеспечение возможно большей компактности, минимизация капитальных затрат и эксплуатационных расходов.

При этом решаются следующие задачи:

- 1) разработка высокоэффективной ГТУ малой мощности с КС; использующей способ сжигания бедных смесей;
- 2) разработка компактной высокоэффективной ГТУ, в турбине которой применяются охлаждаемые лопатки малых размеров;
- 3) разработка миниатюрного устройства для передачи энергии потребителям;
- 4) обеспечение при этой комбинированной системе условий малого воздействия на окружающую среду;
- 5) разработка системы, удовлетворяющей требованиям транспортабельности.

ГТУ, входящая в состав комбинированной установки, должна иметь мощность 500 кВт при $T_r = 1470 \div 1570$ К. Ожидаемый КПД ГТУ 30% в варианте без регенерации и 40% с регенерацией. Расчетное значение $\pi = 8$. Выбросы установкой оксидов азота не должны превышать 40 млн^{-1} при содержании кислорода 16%. Полный КПД преобразования энергии топлива ожидается на уровне 80%, что для мало-мощной установки следует признать высоким показателем.

С целью обеспечения компактности предполагается разработать высокочастотный электрогенератор, непосредственно (без редуктора) связанный с валом ГТУ. В варианте с регенерацией теплоты предполагается разработать компактный регенератор с высокой степенью регенерации. Сравнительно

высокая степень повышения давления будет обеспечиваться высокооборотным центробежным компрессором.

Для обеспечения низкого уровня токсичности ОГ предполагается применить каталитическое и двухступенчатое сжигание топлива.

Предполагается, что установка будет управляться автоматически, без вмешательства оператора.

Разрабатываются два варианта установки, принципиальные схемы которых показаны на рис. 31.

В разделе I указаны принципиальные особенности комбинированных установок с теплоутилизирующим контуром, работающим по циклу на водном растворе аммиака как рабочем теле (по циклу А. Калины). В настоящее время не только выполнены расчетно-теоретические исследования, но и спроектирована опытно-промышленная установка мощностью около 6,5 МВт на базе имеющейся ПГУ [10]. Она включала ГТУ типа 501-KB5 мощностью 3,8 МВт фирмы Allison (США) и ПТУ по циклу А. Калины. В котле использовалась теплота ОГ ГТУ. Барабанный котел был заменен прямоточным. Параметры рабочего тела перед турбиной 11 МПа, 783 К. Использована турбина, подобная обычной ПТ, но без последних ступеней, так как противодействие равно 0,14 МПа. Кроме того, использованы механические концевые уплотнения вместо лабиринтных. КПД станции предполагался равным 46,4%, что на 15% выше, чем КПД исходной ПГУ. Разработана также ПГУ по циклу А. Калины мощностью 626 МВт, КПД 54,5%. Особенностью установки является охладитель (вместо перегревателя) пара перед цилиндром низкого давления, при этом среда остается перегретой на выходе цилиндра низкого давления. В связи с разработкой установки было проведено расчетное сравнение КПД различных вариантов обычного и нового циклов, а также оценка стоимости оборудования. Оказалось, что для установки 6,5 МВт по сравнению с исходной схемой без перегрева новая схема требует увеличения затрат на 10% при повышении мощности на 13,5%. Однако точно не было установлено, потребуется ли для новых станций большой мощности применять нетрадиционные материалы для котельных труб. Для низкотемпературной части котла предполагалось применять коррозионно-стойкую сталь, а для ее пароперегревательной части – сплав Incoloy 800 Н [26]. При разработке проекта изучались проблемы, связанные с возможным каталитическим разложением аммиака при высоких

температурах и с автоматическим регулированием процессов в теплообменных аппаратах.

Установку мощностью 6,5 МВт предполагалось испытать на фирме Fayette Manufacturing (шт. Калифорния, США), однако эта программа не была реализована, и планы создания и испытания установки с применением цикла А. Калины с целью доказательства ее эффективности были изменены [25]. Была разработана новая программа создания комбинированной установки и испытания ее прототипа в исследовательском центре Министерства энергетики в г. Каног Парк (Калифорния). В качестве прототипа рассматривалась только паротурбинная часть установки расчетной мощностью 3 МВт и узлы установки, работающие по циклу А. Калины, но без ГТУ. Продукты сгорания с температурой 890 К в качестве источника теплоты предполагалось подавать от постороннего источника. Такие возможности есть в исследовательском центре, где для различных нужд сжигается природный газ в количестве, эквивалентном выделяемой теплоте в количестве свыше $1,108 \text{ кДж/ч}$, а температура отработавших продуктов сгорания достигает 890 К.

Расчетный термический КПД опытной установки должен составлять 30–32% (обычная ПТУ такой же мощности имеет КПД на уровне 25% [26]). На создание опытной установки предполагалось затратить 9,4 млн долл., срок пуска был установлен в январе 1989 г. В создании установки принимают участие известные фирмы: фирма Stone and Webster Engineering (специалисты фирмы провели широкие исследования характеристик установки большой мощности с помощью математического моделирования, эта же фирма будет руководить проектированием и изготовлением установки) и фирма Rockwell (будет оказывать помощь при проектировании и монтаже, затем она будет осуществлять эксплуатацию установки).

Возможности КУ, в который включена часть, работающая на смеси пара и аммиака, рассмотрены применительно к энергоустановкам большой мощности с использованием ГТУ, выпускаемых крупнейшими фирмами. Проектные проработки установки мощностью порядка 200 МВт были обсуждены на конференции ASME летом 1987 г. Были рассмотрены, в частности, данные, представленные фирмой Stone and Webster Engineering. Расчеты были проведены как сравнительные: параметры и показатели установки нового типа сопоставлялись с перспективными ПТУ того же уровня мощ-

ности. В качестве основы для сравнения была выбрана ПТУ мощностью около 200 МВт с тремя уровнями давления, с частотой вращения ротора 1800 млн^{-1} , с начальным давлением пара 6,7 МПа, начальной температурой пара 816 К. Расчеты показали, что КПД установки с применением цикла на смеси пара и аммиака должен быть выше КПД паротурбинного цикла обычного типа на 16–32% (в зависимости от выбранных параметров). Мощность установки нового типа может быть больше мощности ПТУ на 31 МВт, она должна достигать 223,5 МВт, в то время как мощность ПТУ – 192,6 МВт. В качестве условий сравнения выбрана температура охлаждающей воды 300 К и минимальный перепад температур в котельной установке 28 К. При снижении последней до 8,3 К и температуры охлаждающей воды до 284 К мощность установки по циклу А. Калины возрастет до 254,4 МВт.

При проектных проработках фирма Stone and Webster ориентировалась на ГТУ типа MS 7001F фирмы GE (о них упоминалось выше) как на базовые, цикл А. Калины рассматривался как теплоутилизирующий. В пароаммиачном цикле предполагалось наличие промежуточного подогрева между первой и второй ступенями расширения и промежуточного охлаждения между первой и третьей ступенями расширения. Применение промежуточного охлаждения рассматривается самим изобретателем как принципиальное отличие его цикла от обычного паротурбинного цикла, его введение объясняется тем, что появляется возможность повысить эффективность цикла, определяемую в соответствии со вторым законом термодинамики, "занимая" теплоту в части цикла, где работает прогретый пар (там имеется избыток высокотемпературной теплоты) и "одалживая" теплоту испарительной секции, где имеется ее недостаток [24].

Расчеты фирмы Stone and Webster показали, что установка мощностью порядка 200 МВт, работающая по циклу А. Калины, может иметь КПД (определенный по низшей теплоте сгорания топлива) 54,4%. КПД может быть еще выше при применении более экономичных ГТУ. Так, расчеты установки с включением ГТУ типа V94 фирмы КИУ показали, что КПД может быть повышен до 55,4%.

В СССР комбинированным установкам с ПТ и ГТ до последнего времени уделялось недостаточное внимание, однако

Таблица 10

Показатели и результаты эксплуатации
отечественных ПГУ

Показатели	Тип ПГУ и год ввода в эксплуатацию	
	ПГУ-200, 1972	ПГУ-250, 1981
Расчетная мощность, МВт	200	250
Расчетный КПД, %	36,6	37,4
Удельный расход условного топлива, г/(кВт·ч)	336	329
Тип ГТУ	ГТ-35	ГТ-35
Тип парового котла (ПГ)	ВПГ	НПГ
Паропроизводительность, т/ч	450	625
Тип ПТ	К-160	К-210
Параметры пара	13 МПа, 813/813 К	
Мощность ПТ, МВт	165	210
Число блоков на станции	1	2
Общая наработка одного бло- ка, тыс. ч	63,16	183,13
Общее число пусков одного блока	226	709 629
Средняя нагрузка в 1986 г. МВт	160,4	185 187
Средний удельный расход условного топлива в 1985 г., г/(кВт·ч)	340,4	348,0

определенные достижения имеются и в этой области отечественного энергомашиностроения. В частности, имеется положительный опыт эксплуатации энергетических ПГУ мощностью 200–250 МВт. Данные об этих ПГУ и результатах их эксплуатации приведены во многих источниках [3, 7, 16]; некоторые данные представлены в табл. 10.

На этих ПГУ успешно решены многие технические и эксплуатационные проблемы, важные для дальнейшего развития энергетики. Вместе с тем эти ПГУ, созданные на базе устаревшего оборудования, существенно уступают зарубежным по своему техническому уровню и основным показателям.

III. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПГУ НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ

Перспектива дальнейшего расширения применения ПГУ в энергетике за пределами 2000 г. связана с использованием в них угля [7]; по мнению зарубежных специалистов, существенное расширение применения ПГУ на угле может быть уже в середине 90-х годов [102].

Для решения проблемы применения угля в ПГУ строятся опытные установки и разрабатываются проекты мощных ПГУ. Работы по освоению угольного топлива в ПГУ интенсивно ведутся во многих странах. Основное внимание во всех работах и проектах уделяется процессу получения газообразного топлива из угля, очистке получаемого газа от золы и серы перед подачей в КС ГТУ. Как правило, предполагается, что в качестве турбинного оборудования могут быть применены выпускаемые промышленностью ГТУ и ПТУ. Проблемы применения ГТУ в этих разработках сводятся к повышению эрозионной стойкости турбины при ее работе на запыленном потоке продуктов сгорания синтетического газа. Предполагается одновременное применение очистки газа от твердых частиц и защитных покрытий или особых конструкционных материалов для деталей ГТ, взаимодействующих с газовым потоком [103].

Специалистами отмечается значительный прогресс в технологии газификации угля [104]. В настоящее время в опытно-промышленных газогенераторах (ГГ) различными методами интенсивность газификации повышается до 5000–6000 кг/(м²·ч), что в 10–15 раз выше интенсивности ра-

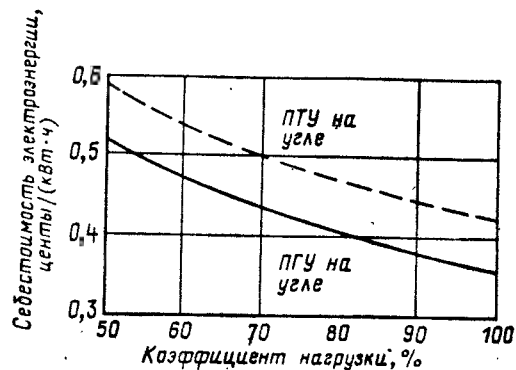


Рис. 32. Сравнение себестоимости электроэнергии, произведенной различными энергоустановками единичной мощностью 300 МВт (в долл. США 1984 г.)

боты промышленных ГТ на предыдущих этапах развития техники газификации.

Выявились тенденции общего развития технологии процесса газификации: переход от использования крупнокускового топлива к широкому применению мелкозернистого и пылевидного топлива, углеводяных суспензий, процессов газификации на парокислородном дутье под давлением выше атмосферного (2–10 МПа).

Наиболее перспективным с экологической и теплотехнической точек зрения считается способ использования угля в ПГУ, где он подвергается газификации, а полученный в результате низкокалорийный генераторный газ после очистки от серы, твердых частиц золы и углерода и возможного обогащения метаном сжигается в КС ГТУ, а также в КС перед КУ за ГТУ. В таких ПГУ (с внутрицикловой газификацией угля) может расходоваться на 20–25% меньше угля, чем в современных паротурбинных блоках. Такие установки называются ПГУ с внутрицикловой газификацией угля.

Вторым способом использования угля в ПГУ, представляющим практический интерес, является пиролиз с термическим разложением угля как в отсутствии кислорода, так и с вводом некоторой доли окислителя для получения высококалорийного газа, синтетического жидкого топлива и некоторых химических продуктов [15].

На рис. 32 на примере ПГУ мощностью 300 МВт с внутрицикловой газификацией угля показаны возможности снижения основного показателя — стоимости производства элект-

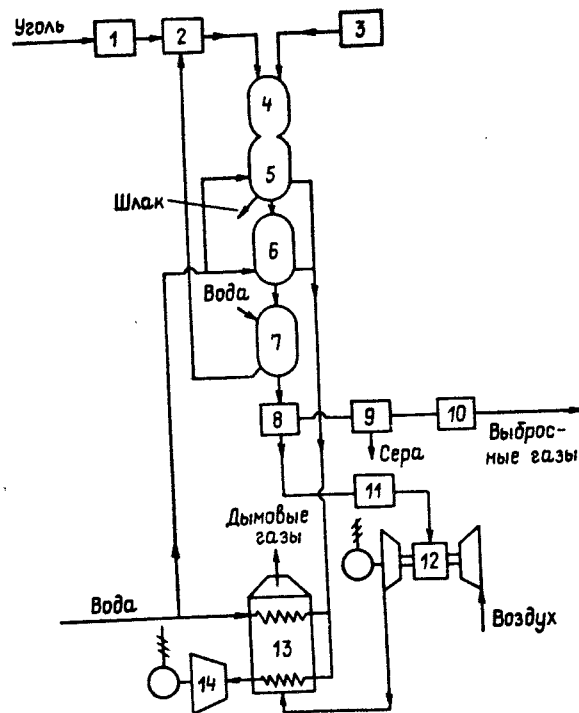


Рис. 33. Схема парогазовой электростанции Cool Water с внутрицикловой газификацией углеводяных суспензий на мок-кислородном дутье под давлением: 1 — склад угля; 2 — мок-кислородное дутье под давлением; 3 — помол угля и насосы для углеводяных суспензий; 4 — реактор газификации; 5 — родикислородная станция; 6 — конвективный охладитель; 7 — ационный охладитель; 8 — скрубберная очистка газов от пыли; 9 — очистка газов от сероводорода; 10 — санитарная очистка остаточных газов; 11 — установка газов; 12 — газоподогреватель; 13 — ГТ с камерой сгорания, воздушным компрессором и электрогенератором; 14 — КУ высокого давления; 15 — ПТ с электрогенератором

роэнергии — по сравнению с обычным паротурбинным блоком на угле. Значительные преимущества ПГУ наблюдаются даже при использовании в ПГУ стандартного оборудования, не отличающегося особенно высокими показателями, вследствие чего КПД ПГУ невелик — всего 38,2%. Удельная стоимость ПГУ составляет 784 долл./кВт (в ценах 1984 г.) вместо 860 долл./кВт при обычной конденсационной ПГУ. При применении перспективного турбинного оборудования

КПД ПГУ на угле может быть повышен до 44–46%, и в результате расхождение кривых на рис. 33 должно быть еще более заметным. Весьма важное значение имеет и тот факт, что выброс оксидов азота из ПГУ на угле (без очистки дымовых газов) составит 0,15–0,25 кг/ГДж вместо 0,25–0,30 кг/ГДж в конденсационной ПТУ.

Как указано во введении, огромная работа по созданию экологически чистой угольной энергетики проведена в США. Большая часть этих работ связана с применением угля в ПГУ. Министерство энергетики США с 1976 г. начало разрабатывать программу создания ГТУ с начальной температурой газа 1700–1800 К перед турбиной, предназначенных для использования в ПГУ мощностью 500–1000 МВт с газификацией угля. Предполагается, что мощные ПГУ такого типа станут основным оборудованием базовых ТЭС США; это позволит экономить к 2000 г. до 4,10¹⁵ кДж в год теплоты; расходуемой энергетикой США. Фирмами США уже разработаны свыше 50 проектов ПГУ на угле. Сооружаются и эксплуатируются крупные демонстрационные установки с ПГУ и различными способами газификации угля с целью отработки технологии этого процесса.

В мае 1984 г. в г. Дагерте (США) на ТЭС Cool Water впервые в КС серийной ГТУ был сожжен синтетический газ, полученный газификацией угля в ПГУ. ПГУ (рис. 33) фирмы GE типа STAG 107 имеет номинальную мощность 100 МВт и состоит из ГТУ мощностью 60–65 МВт и ПТУ мощностью 30 МВт. Максимальная мощность ПГУ достигла 117 МВт [105]. Газификация примерно 1000 т угля в 1 сут производится по методу фирмы Техасо при температуре 1810 К при кислородном дутье. Из общей мощности 117 МВт 17 МВт расходуется на производство кислорода.

В этой ПГУ, проработавшей в течение первых двух лет эксплуатации свыше 11 тыс. ч, успешно использован каменный уголь с содержанием серы до 3%. Достигнута производительность ГТ по сухому углю 41 т/ч (по углеводной суспензии 68,4 т/ч), что соответствует интенсивность процесса газификации до 3000 кг/(м²·ч) по сухому углю. Устойчиво получался горючий газ с теплотой сгорания 10,4 МДж/м³. Опыт работы установки подтвердил следующие основные преимущества электростанции с ПГУ на угле по сравнению с ПТУ:

- при одинаковых капитальных затратах КПД выше по крайней мере на 10%;
- более низкий уровень выбросов оксидов азота, удаление (на 99%) серы, безвредность отходов (они в несколько раз ниже допускаемых самыми жесткими нормами);
- более высокий (на 5–10%) коэффициент нагрузки;
- меньшая потребность в воде (на 30%) и площади (на 50%);
- существенно более низкий расход теплоты при частичной нагрузке;
- более короткий срок строительства и монтажа благодаря возможности выполнять поэтапный монтаж.

Все эти преимущества обеспечивают снижение себестоимости электроэнергии.

Проведенные работы по программе Cool Water оценены как весьма положительные. Несмотря на то, что установка пыльная, экономия затрат на ее проектирование и сооружение составила 10%; при предполагаемой стоимости 294 млн. долл. затраты составили 263 млн. долл. Рабочие характеристики установки оказались существенно выше проектных по большинству показателей. За первые три года эксплуатации коэффициент нагрузки составил 70%, что существенно выше, чем в среднем по стране.

Основным направлением развития газификации угольной пыли с подачей угля в ГТ насосом считается разработка процесса с использованием в качестве реагента воздуха вместо кислорода.

При разработке и постройке ПГУ Cool Water был учтен опыт создания и эксплуатации с 1972 г. электростанции "Келлерман" в г. Люнен (ФРГ), где работает подобная ПГУ мощностью 170 МВт на газе, получаемом в процессе газификации угля. Ее схема приведена на рис. 34. По сравнению с ПТУ на угольном топливе на параметры пара 19 МПа, 803/803 К установка обеспечила снижение удельных капитальных затрат на 25% при практически одинаковой тепловой эффективности. В состав ПГУ входит ГТУ типа V 93 (раздел II) мощностью 74 МВт, которая безаварийно проработала более 10 тыс. ч, а также ПТУ мощностью 96 МВт. Расчетный КПД ПГУ 36,9%. Горючий газ получается посредством газификации угля паровоздушной смесью с неполным его окислением ГТ с неподвижным (плотным) слоем под высоким давлением (ГТ типа Luigi). Такой способ

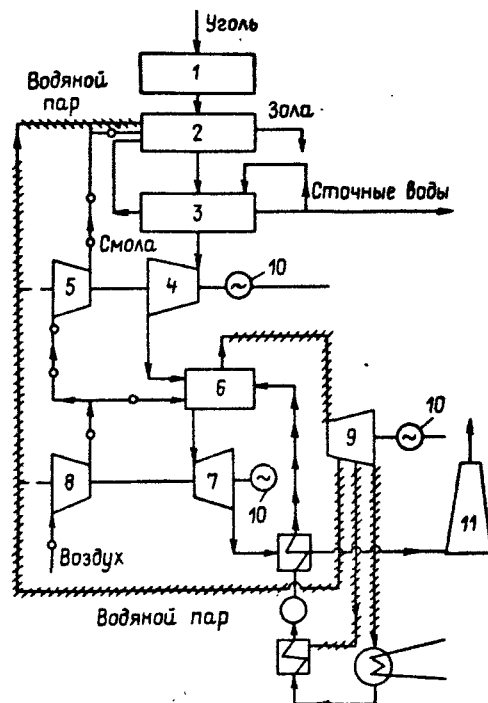


Рис. 34. Схема парогазовой электростанции в Люнене (ФРГ) с внутрицикловой паровоздушной газификацией углей в газогенераторах типа Lurgi; 1 - подготовка топлива; 2 - газификация; 3 - охлаждение газа и очистка от пыли и смолы; 4 - расширительная ПТ; 5 - дожимной компрессор; 6 - высоконапорный паровой котел; 7 - ГТ; 8 - компрессор; 9 - ПТ; 10 - электрогенератор; 11 - дымовая труба

газификации применен в крупном промышленном масштабе для мелкозернистого топлива (размер фракций 1-10 мм).

Демонстрационная ПГУ с внутрицикловой газификацией по методу Lurgi сооружена на ТЭС Powerton (США). Генераторный газ с теплотой сгорания 3,9-5,7 МДж/м³ после очистки сжигается в КС ГТУ М 5001 фирмы GE. Пар, выработанный в КУ, используется частично в ПТ, частично в системе газификации. Стоимость проекта оценена в 167 млн. долл.

Аналогичные разработки ведутся в других странах.

Фирмы Brown Boveri и Lurgi разработали комбинированную ПГУ с использованием неоднократно испытанных в условиях эксплуатации узлов. Установка состоит из двух

блоков, каждый из которых включает в себя одну ГТУ типа 11, КУ с дополнительным сжиганием топлива и одну ПТ с промежуточным перегревом пара. Мощность одного энергоблока составляет около 170 МВт. ГТУ производства фирмы Brown Boveri типа 11 - стандартный агрегат, в конструкции компрессора и КС которого внесены изменения. Поскольку теплота сгорания вырабатываемого газа мала, мощность этой ГТУ составляет только 74,6 МВт. В КУ вырабатывается пар с параметрами 14 МПа и 813 К, а также пар промежуточного перегрева с параметрами 3,8 МПа и 813 К. ПТ фирмы Brown Boveri выполнена двухкорпусной и имеет мощность 96 МВт. Газ для работы установки вырабатывается в ПГ, состоящем из пяти аппаратов типа Lurgi (четыре находятся в работе, один - в резерве). Из общего количества вырабатываемого газа 2/3 используются в ГТУ, 1/3 сжигается перед КУ. Количество улавливаемой серы достигает 95%.

ПГ типа Lurgi мало пригодно для крупных энергетических установок прежде всего из-за недостаточной интенсивности газификации, составляющей всего 2000-3000 кг/(м²·ч). В упомянутой установке в г. Люнен потребовалось пять газогенераторов диаметром 2,8 м. Кроме того, в ПГ Lurgi осуществляется противоточный процесс газообразования, приводящий к появлению в получаемом газе смолистых веществ, что требует сложной многоступенчатой его очистки. Конструкция ПГ Lurgi довольно сложна, в ней предусмотрены вращающиеся элементы в объеме нагретого до высоких температур слоя угля [104]. Максимальная производительность промышленных ПГ с внутренним диаметром 3,7-3,8 м составляет 23-28 т/ч по углю, нового построенного в ЮАР ПГ диаметром 4 м - 45 т/ч.

В США находится в эксплуатации двухступенчатая система газификации угля фирмы Dow Chemical, принципиально похожая на систему, примененную в проекте Cool Water. Система пригодна для переработки каменных углей и антрацитов. Очищенный генераторный газ сжигается в КС двух ГТУ типа W 501D5 фирмы Westinghouse. Начальная температура продуктов сгорания перед ГТ 1373 К, мощность каждой ГТУ 110 МВт. Фирма Dow Chemical намеревается перевод ПГУ общей мощностью 900 МВт, работающих на ее заводах, с природного газа на синтетический газ, получаемый газификацией местных лигнитов, а также сооружение в том же районе новых ПГУ общей мощностью 1,4 ГВт [106].

Система газификации угля, предварительно размельченного до состояния угольной пыли, в потоке на кислородном дутье производительностью 10 т/ч на каменном угле (или 17 т/ч на буром угле) введена в США фирмой Shell. Рассчитаны параметры ПГУ мощностью 500 МВт, в которой использован разработанный способ газификации угля. Предполагается, что такая установка будет сооружена в 1995 г.

В США сооружается также демонстрационная ПГУ мощностью около 60 МВт с газификацией угля в кипящем слое на паровоздушном дутье производительностью около 20 т/ч угля и высокотемпературной очисткой генераторного газа. Пуск ее планировался в 1989 г. программа испытаний рассчитана на два года [106].

Газификация угля в кипящем слое в настоящее время считается наиболее перспективным способом из всех систем газификации. Если рассматривать процесс газификации, не связывая его с типом турбинного преобразователя, то можно считать, что сам кипящий слой может функционировать в двух вариантах: при атмосферном давлении и при повышенном давлении (например, при давлении за компрессором ГТУ). ГТ с кипящим слоем при давлении, близком к атмосферному (ГКСА) (они иногда называются газогенераторами Винклера) предназначены, как и ГТ типа Lurgi для газификации мелкозернистого топлива. Их достоинства: улучшенный тепло- и массообмен, отсутствие в газе смол и др. Однако они имеют и существенные недостатки: интенсивность процесса ограничена значениями 2500–3000 кг/(м²·ч), что обусловлено гидродинамикой кипящего слоя; повышенный унос топлива (до 25–30%); значительное содержание углерода в шлаках; большая чувствительность кипящего слоя к изменению режима работы установки. Поэтому ГТ Винклера считаются непригодными для использования на электростанциях [104] и предпочтение отдается газификации в кипящем слое под давлением (ГКСД). Этот способ имеет все положительные качества ГКСА (некоторые из них даже усиливаются). Применительно к ПГУ одно из его несомненных достоинств – возможность включения в цикл ПГУ. При применении ГКСД в ПГУ потери давления рабочего тела в кипящем слое не столь сильно влияют на общие показатели установки и глубина кипящего слоя может выбираться достаточно большой – до 4 м. В то же время повышенное давление при газификации обеспечивает меньшую скорость течения рабо-

чего тела в слое – обычно до 1 м/с. Кроме того, при повышенном давлении увеличивается скорость горения топлива в слое. В итоге ГКСД характеризуется высокой полнотой выгорания (около 99%). Существенно отметить, что благодаря возможности вводить добавки, подавляющие образование двуокиси серы (обычно в качестве добавок используют доломит или известняк), ГКСД может обеспечивать любой требуемый уровень ее содержания в продуктах газификации. Содержание оксидов азота при ГКСД значительно ниже, чем при ГКСА. Температуры в кипящем слое одинаковы при обоих способах (1020–1220 К). Верхний температурный предел определяется началом нежелательного плавления золы и появлением высокотемпературной коррозии.

Циклы ПГУ с ГТУ, ПТУ и ГКСД разделяются на циклы воздушного охлаждения и циклы парового охлаждения. Имеется два основных варианта циклов с воздушным охлаждением.

1. Цикл, в котором часть воздуха за компрессором ГТУ нагревается в трубном пучке, размещаемом в кипящем слое, а остальная часть воздуха служит окислителем в процессе сгорания. Оба потока (воздуха и газов) смешиваются перед поступлением в ГТУ, а пар генерируется в КУ за ГТУ.

2. Цикл, который иногда называют адиабатным, в котором все "охлаждение" обеспечивается при сжигании угля с очень большим коэффициентом избытка воздуха (порядка 4), а пар генерируется в КУ за ГТУ.

Циклы парового охлаждения также реализуются в двух вариантах:

1. Цикл, в котором пар генерируется в трубном пучке, размещаемом в кипящем слое, а температура газа при входе в газовую турбину практически равна температуре в слое. ОГ ГТУ охлаждаются до температуры дымовых газов в трубе, отдавая теплоту питательной воде.

2. Цикл, в котором дополнительная теплообменная поверхность, охлаждаемая паром, размещается над свободной поверхностью слоя и снижает температуру газов, поступающих в газовую турбину, до уровня, при котором мощности газовой турбины достаточно для привода лишь компрессора.

В настоящее время практически общепринято, что циклы с воздушным охлаждением неконкурентоспособны по сравнению ни с обычными ПТУ на угольной пыли, ни с циклом с паровым охлаждением.

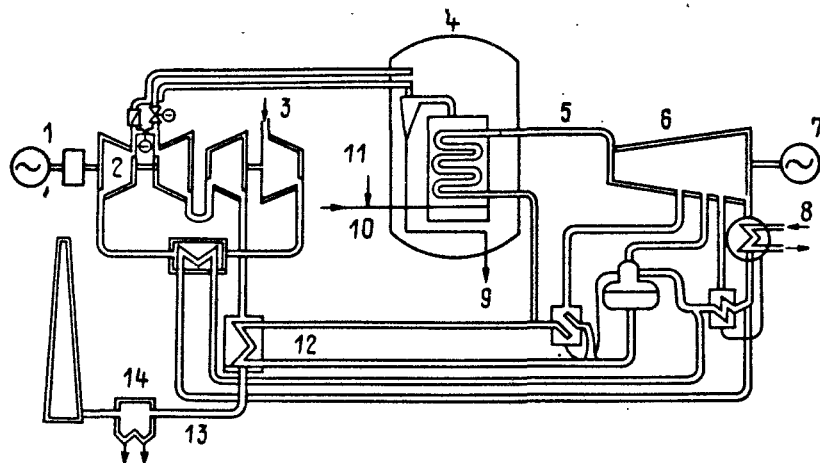


Рис. 35. Тепловая схема ПГУ станции Vartan с системой газификации угля в кипящем слое: 1 – электрогенератор мощностью 18 МВт, приводимый ГТУ; 2 – ГТУ; 3 – подвод воздуха с температурой 288 К к компрессору ГТУ; 4 – камера сгорания (с системами газификации угля и его очистки); 5 – пар с давлением 11 МПа, температурой 808 К и расходом 67 кг/с, подводимый из ПГ к ПТ; 6 – ПТ; 7 – электрогенератор мощностью 64 МВт, приводимый ПТ; 8 – вода с температурой 288 К, поступающая на охлаждение пара в конденсаторе; 9 – удаление золы; 10 – подвод угля; 11 – подвод сорбента; 12 – экономайзер; 13 – температура газов 413 К; 14 – фильтры

ПГУ с различными системами газификации разрабатываются, строятся и доводятся до станции демонстрационных испытаний; некоторые из них вводятся в коммерческую эксплуатацию. По существу первой коммерческой установкой с газификацией угля в кипящем слое и с получением пара в трубном пучке в самом слое является ПГУ районной электростанции Vartan вблизи от центра г. Стокгольма (Швеция). В настоящее время установка монтируется и должна быть сдана заказчику – электроэнергетической компании Stockholm Energi – осенью 1989 г. [107]. До ввода этой ПГУ в состав энергооборудования действующей станции входят КУ на мазуте и ПТУ, вырабатывающая 210 МВт электрической и 300 МВт тепловой мощности, шесть КУ на мазуте, генерирующих в сумме около 700 МВт тепловой мощности, и электрические нагреватели мощностью 150 МВт. Около

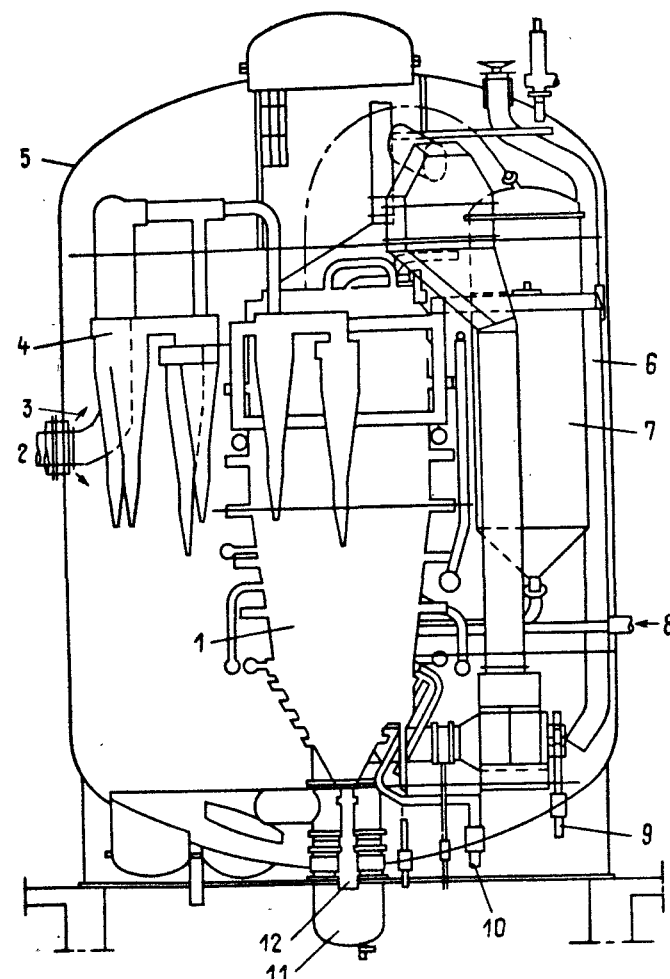


Рис. 36. Принципиальное устройство камеры сгорания ПГУ с сжиганием угля в кипящем слое: 1 – топка с кипящим слоем и ПГ; 2 – отвод продуктов сгорания в газовую турбину; 3 – подвод воздуха из компрессора; 4 – система очистки продуктов сгорания; 5 – сосуд под давлением; 6 – вентиляция; 7 – повторная подача топлива в слой; 8 – подача топлива; 9 – циклонное золоудаление; 10 – подвод питательной воды; 11 – предварительный подогрев слоя; 12 – удаление золы из слоя

280 МВт тепловой мощности получается с помощью тепловых насосов, источником теплоты является морская вода. Из этих 280 МВт около 100 МВт получаются на баржах, находящихся в море. Эти источники теплоты освободятся при вводе новой ПГУ в эксплуатацию.

ПГУ будет иметь электрическую мощность 135 МВт и тепловую мощность 220 МВт. В установке применен кипящий слой глубиной 4 м при малой скорости потока (1 м/с), что дает возможность улавливать соединения серы и получать высокую полноту сгорания угля без применения повторного сжигания. Такое сжигание малых частиц допускается лишь в случае применения весьма трудно сжигаемых топлив (например, антрацита или кокса, получаемого после выгорания нефти), а также в случаях, когда установка будет работать при минимальной нагрузке (до 20% от максимальной). Температура в слое принята умеренной – всего 1123 К, что позволяет обеспечить малый выход оксидов азота.

Тепловая схема установки приведена на рис. 35, а принципиальное устройство КС с ГТ с кипящим слоем – на рис. 36. Основные конструктивные особенности установки:

- реализация принципа воздействия температуры и давления на разные детали и узлы;

- применение двухвальной ГТУ с промежуточным охлаждением между КВД и КНД, обеспечивающее снижение температуры сосуда под давлением до требуемого по условиям прочности уровня;

- применение мягкой сварочной стали для сосуда под давлением;

- обеспечение термонизляции всех горячих частей воздухом под давлением за компрессором;

- отсутствие вращающихся узлов внутри сосуда;

- отсутствие огнеупорной футеровки в газовой магистрали;

- расположение горячей системы очистки циклонного типа и системы изменения нагрузки в одном сосуда под давлением вместе с кипящим слоем;

- применение прочных и массивных ПГУ промышленного типа;

- поддержание температуры в слое не выше 1150 К;

- выбор температуры газа на входе в ГТ равной $T_{г} = 1103 \text{ К}$;

Таблица 11

Модули с системой газификации угля в кипящем слое фирмы ABB Carbon (указаны номинальные значения параметров)

Тип ГТУ и параметры узлов модулей	Обозначение модуля	
	P 200	P 800
Тип ГТУ	GT35 P	GT140 P
Эффективная электрическая мощность, МВт	80	350
Электрическая мощность модуля, МВт	84	366
Электрическая мощность ГТУ, МВт	17	80
Электрическая мощность, Пт, МВт	67	286
Эффективный КПД, % (по нижней теплоте сгорания)	42,5	44

Таблица 12

Мощности модульных энергоустановок с газификацией угля фирмы ABB

Эффективная суммарная мощность энергоустановки, МВт	Число и тип модулей	Электрическая мощность ПТ, МВт	Число и электрическая мощность ГТУ, МВт	Эффективный КПД, %
80	1 × P200	67	1 × 17	42,5
162	2 × P200	135	2 × 17	42,5
350	1 × P800	286	1 × 80	43,8
705	2 × P800	573	2 × 80	44,1

- устройство комбинированной газовоздушной магистрали между ГТУ и сосудом под давлением, а также изолирующие клапаны между КС и турбиной.

Практически все перечисленные принципы конструирования были проверены предварительно на стендах фирмы ABB Carbon; общая наработка составила ~ 6000 ч.

Фирма ABB Carbon, проектировавшая установку, предполагает, что ее оборудование дает возможность строить энергетические модули различной электрической мощностью (табл. 11) с ГТУ, выпускаемыми фирмой ABB Stal (Швеция). Один или несколько модулей могут работать с одной ПТ. Как следует из табл. 12, при таком объединении может достигаться суммарная мощность 700 МВт.

На станции Värtan установлены два модуля Р 200, пар из которых подается в одну общую заново построенную ПТ. Каждый модуль состоит из КС, одной ГТУ типа GT35P и вспомогательного оборудования. Каждая КС установки представляет собой сосуд под давлением диаметром 13,5 м и высотой 20 м.

Предполагается, что в конце 1989 г. установка начнет работать на угле, а в течение 1990 г. будет проводиться опытная эксплуатация. Коммерческая эксплуатация начнется с 1991 г. Ожидается, что выбросы серы не превысят 30 мг/МДж теплоты подведенного топлива. Для сравнения отметим, что при сжигании жидкого топлива с таким же содержанием серы, что и у угля (1%), выбросы серы котельными установками обычных паротурбинных блоков достигают 240 мг/МДж. Выбросы оксидов азота ожидаются на уровне 60 мг/МДж, в то время как у обычных ПТУ они доходят до 180 мг/МДж.

В настоящее время в США ведется разработка пяти проектов создания систем газификации угля, четыре из которых предназначены для работы в составе ПГУ. Самый старый из этих проектов - указанный выше проект Cool Water. Несмотря на то, что эта установка продолжает работать в режиме базовых нагрузок, на ней выполняются исследования, в частности, испытываются характеристики сгорания различных углей. Эти исследования предполагалось продолжать до окончания демонстрационного периода (до июня 1989 г.) [105]. Испытываются три вида углей: малосернистый (с содержанием серы 0,4%) и два высокосернистых (3,1 и 2,9%). Испытания показали, что система очистки при применении всех углей обеспечивает выход вредных

соединений, укладываемый в проектные пределы, а срок службы жаростойкой облицовки самого ГТ оказался значительно больше, чем предполагалось по проекту, даже при сжигании весьма агрессивных углей.

Установка Cool Water имеет сравнительно низкий КПД - всего 31%, что объясняется целями самого проекта: создать работоспособную экспериментальную установку, в которой отработать процесс газификации угля и очистки продуктов сгорания. Кроме того, процесс типа Техасо протекает при высокой температуре, однако значительная часть теплоты отводится от получаемого синтетического газа в нагреватели ПТ.

Опыт эксплуатации установки показывает, что перспективные ПГУ большей мощности и с другими системами газификации угля, работающими при более низких температурах (при этом большую часть энергии угля можно передать газу), могут иметь значительно более высокие КПД. Например, ПГУ с встроенной газификацией угля разработанного типа мощностью 360 МВт, в которую войдет высокотемпературная ГТУ и ПТ с промпрегревом, должна иметь КПД на уровне 40% (по низшей теплоте сгорания) и удельную стоимость 1382 долл./кВт [105]. Такая установка будет включать несколько параллельно работающих ГТ и собственную установку для получения кислорода.

Более эффективная ПГУ может быть построена при применении ГТ типа Appalachian Project. Такой ГТ представляет собой увеличенную модель системы, разработанной фирмой Westinghouse для предприятия Waltz Mill. Температура в кипящем слое такого ГТ, имеющего воздушное дутье, достигает 1220 К; сера улавливается в самом слое благодаря введению известняка. В результате образуется сульфат кальция, который удаляется с золой. Интенсивность процесса газификации в ГТ типа Westinghouse достигала 5000-7000 кг/(м²·ч). В такой системе газификации ГТУ более тесно связана с ГТ, поскольку воздух, поступающий в кипящий слой, отбирается из компрессора. Получающийся синтетический газ проходит систему горячей очистки, отдавая частично теплоту паротурбинному циклу, и поступает в ГТУ при температуре ~ 810 К. В КУ получается пар с давлением ~ 8,3 МПа и температурой 783 К, который работает в ПТ и может подаваться на нужды технологического процесса.

Система по проекту Appalachian Project разработана для газификации 485 т угля в 1 сутки. Эффективная мощность

установки 57,5 МВт, КПД ~ 39%. В коммерческом варианте ожидается КПД на уровне 43%.

Одной из разрабатываемых ПГУ с встроенной газификацией угля является упомянутая выше установка фирм BVC и Lurgi на базе ГТУ типа 11. Эта установка по соглашению 1984 г. разрабатывается фирмами специально для рынка США. Удельная стоимость установки этого типа мощностью 300 МВт определена в 784 долл./кВт, КПД - 38,2% (по низшей теплоте сгорания). Конденсационная ПТУ такой же мощности на пылеугольном топливе имеет удельную стоимость 860 долл./кВт и КПД 36,5%.

Большие достижения в разработке комбинированных ПГУ с газификацией угля имеются у фирм Великобритании. Основные разработки ведутся фирмами British Gas и Lurgi, основным процессом газификации считается процесс Lurgi.

Опытный образец ГТ работает с 1984 г., в составе ПГУ на станции Westfield (вблизи г. Эдинбурга). Установка построена на базе ГТУ фирмы Rolls-Royce типа SK 30 с номинальной мощностью 26 МВт [105]. Первоначально, в 60-х годах на станции была установлена система газификации Lurgi для получения газа для бытовых нужд. С развитием широкой добычи газа в Северном море необходимость в такой установке отпала, и фирма British Gas вновь проявила к ней интерес в связи с развертыванием исследований в США.

В ГТ типа Lurgi, работающем на станции Westfield, процесс ведется при высокой температуре, что вызывает плавление золы и стекание ее в виде шлака на дно сосуда, в котором идет реакция. В ГТ подаются кислород и пар, и поэтому происходит их экзотермическая реакция с углем. Продуктами реакции является смесь оксида углерода (56%), водорода (31%) и метана (7%) со следами CO_2 . Фенолы и смолы, которые образуются в процессе газификации, могут быть удалены и вновь направлены в ГТ как топливо.

Кроме ПГУ с газификатором типа Lurgi, разрабатываемой для рынка США, в Великобритании фирмой Foster Wheeler разработана теплофикационная ПГУ для районного теплоснабжения. Она включает два параллельно работающих ГТ, каждый из которых работает на две ГТУ типа SK 30 фирмы Rolls-Royce и на одну ПТ. Каждая установка имеет электрическую мощность 83,1 МВт (79,2 МВт нетто) и тепловую мощность 76,7 МДж/с. Теплота для теплоснабжения

района отбирается от синтетического газа в охладителе непосредственно за ГТ, а также в отборах ПТ и в низкотемпературном экономайзере КУ. Полный КПД использования теплоты угля достигает 74%.

Несмотря на хорошие результаты эксплуатации опытных установок, финансирование дальнейших разработок в Великобритании, в отличие от США, пока не определено [105].

В Нидерландах группа энергетических компаний финансирует несколько технико-экономических исследований возможностей применения ПГУ со встроенным ГТ каменного угля [108], способных удовлетворить растущие потребности в энергии. Правительственные оценки показали возможность ввода новых электрических мощностей в 5500 МВт в виде ПГУ на угле в период до 2005 г. Такие установки рассматриваются как весьма привлекательная альтернатива атомным электростанциям и традиционным паротурбинным блокам. В стране разрабатываются по крайней мере три проекта, связанные с использованием угля в ПГУ. Один из них сводится к оценке способа газификации типа British Gas-Lurgi, второй - к определению возможностей применения способа Техасо, третий - к оценке всей комбинированной системы, за основу которой принимаются проекты, разрабатываемые и осуществляемые в США.

Одной из частей национальной энергетической программы Японии является разрабатываемый с 1986 финансового года под руководством Агентства природных ресурсов и энергии проект ПГУ с встроенной системой газификации угля. Считается, что в Японии, бедной природными ресурсами, энергосистемы, использующие уголь в качестве топлива, будут играть решающую роль в обеспечении устойчивого теплоэнергоснабжения. Разрабатываемый опытный ГТ предназначен для переработки 200 т угля в 1 сут. Разработка и постройка установки должна быть закончена в 1992 г. На все исследования и разработки выделены 53 млрд. иен [76]. В работе участвуют свыше десяти фирм и научно-исследовательских организаций.

Экспериментальные исследования проводятся с целью создания в перспективе установки мощностью свыше 250 МВт с КПД не ниже 43% (по высшей теплоте сгорания топлива). В настоящее время уже построена и испытана опытная установка, включающая ГТ с кипящим слоем под давлением, пневматическую систему подачи угольной пыли в ГТ, высокоэффективную сухую систему очистки продуктов газификации от

серы и пыли, ГТУ мощностью 13 МВт, в камере сгорания которой сжигается получаемый синтетический газ. Температура продуктов сгорания перед турбиной весьма высока — порядка 1570 К. Кроме того, параллельно с КС ГТУ работает КС с подводом воздуха с расходом 11 кг/с от постороннего источника; эта КС предназначена для установки в натурную ГТУ. Действует также система очистки продуктов сгорания от оксидов азота и серы.

Большой интерес к развитию комбинированных установок на угле проявляется в КНР, где запасы угля велики. В последнее время КНР заметно расширил заказы на поставку ГТУ из Европы и Северной Америки, причем большая часть ГТУ предназначена для работы в составе ПГУ различных циклов и схем. В целом в КНР проявляется слабый интерес к ПГУ для выработки только электроэнергии; специалисты рассматривают их только как установки со встроенной системой газификации угля [109]. Исследования систем газификации угля ведутся в научно-исследовательских и учебных институтах. В частности, в Институте технической теплофизики АН КНР выполнено расчетное исследование параметров термодинамических циклов ПГУ четырех тепловых схем с системой газификации в кипящем слое под давлением: с турбонагнетателем, с паровым охлаждением, с промежуточным подогревом в процессе расширения в турбине, с предварительным сжиганием. Расчеты выполнены в широких диапазонах изменения $T_1 = 1020-1450$ К и степени повышения давления $\pi = 2,18$ в цикле. Результаты расчетов показали, что наиболее экономичными являются установки, выполненные по циклам с промежуточным подогревом и с предварительным сжиганием [41].

Опытные и опытно-промышленные установки с газификацией в кипящем слое под давлением создаются во Франции, Индии, ФРГ, ЮАР.

В СССР на трех опытных установках (в Институте горючих ископаемых и в ЦКТИ) были проведены опыты по паровоздушной газификации кузнецких и канско-ачинских углей; при давлении 1 МПа интенсивность процесса газификации достигала 5500 кг/(м²·ч) по углю. Этот метод газификации принят для промышленной проверки опытной ПГУ мощностью 250 МВт (ПГУ-250) с внутрицикловой газификацией угля [104, 110]. Технологическая схема ПГУ-250 показана на рис. 37. По схеме предусматривается газификация мелкозернистого топлива (размер угольных фракций

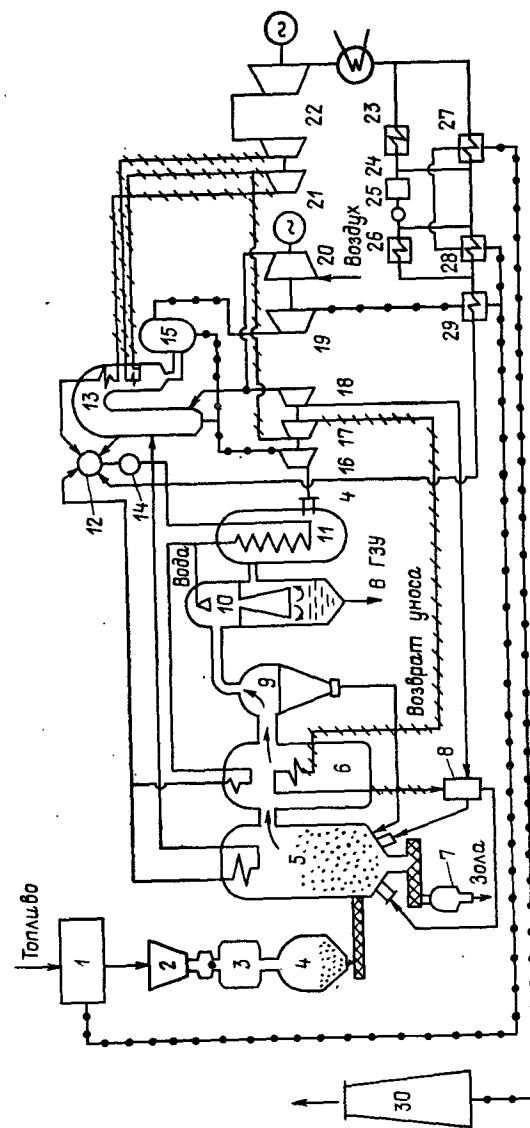


Рис. 37. Схема строящейся в СССР паргазовой электростанции с внутрицикловой газификацией твердого топлива: 1 — подготовка топлива; 2 — бункер дробленки; 3 — шлюзовой бункер; 4 — окислитель; 5 — газогенератор; 6 — конвейерная часть ГГ; 7 — золый шлюз-бункер; 8 — смеситель; 9 — циклон; 10 — скруббер; 11 — газонагреватель; 12 — барабан-сепаратор; 13 — высоконапорный ПГ; 14 — циркуляционный насос; 15 — дополнительная камера сгорания; 16 — регенеративная ГТУ; 17 — паротурбинный привод; 18 — дожимной компрессор; 19 — ГТ; 20 — компрессор; 21, 22 — ЦВД и ЦНД паровой турбины; 23 — ЦНД; 24 — деаэрактор; 25 — ПЭН; 26 — ПВД; 27 — газоподогреватель низкого давления; 28 — газоподогреватель высокого давления; 29 — экономайзер; 30 — дымовая труба

1–10 мм) на паровоздушном дутье в кипящем слое под давлением 2 МПа. Это давление выбрано с учетом экспериментально доказанной возможности повысить интенсивность газификации в 4–5 раз по сравнению с ГКСА (в соотношении квадратного корня из отношения давлений в сопоставляемых ГГ), а также резко снизить унос топлива. Производительность спроектированного ГГ диаметром 3,8 м составляет 60 т/ч по углю [104]. Очистка продуктов газификации производится "мокрым" способом. Кроме этого способа газификации, в ПГУ-250 предусмотрено применение ГГ со слоевой высокотемпературной газификацией кускового топлива с жидким шлакоудалением и вдуванием уноса топлива обратно в слой, без ввода флюсующих добавок. Впервые ГГ для этого процесса был разработан и экспериментально проверен на опытных установках в СССР (горновой ГГ ВТИ им. Дзержинского). Производительность ГГ для установки ПГУ-250 составляет 50–60 т/ч при интенсивности процесса 6000 кг/(м²·ч). Аналогичный ГГ разработан и успешно проведен в Великобритании (метод British Gas/Lurgi).

Несмотря на недостатки способа ГКСА, продолжается строительство и испытания опытных комбинированных установок небольшой мощности применительно к ЗГТУ. В таких ГТУ рабочим телом является воздух, циркулирующий по замкнутому контуру, а отводимая от этого контура теплота в виде теплоты отработавшего в турбине воздуха передается пароводяному контуру, в котором осуществляется паротурбинный цикл. Теплота воздуху перед турбиной передается от системы газификации в нагревателе – воздушном котле на угле. Таким образом, ПГУ с ЗГТУ и газификацией угля состоит из трех контуров: контура газификации с ГГ, теплообменниками и другими устройствами и механизмами; контура ЗГТУ; паротурбинного контура (рис. 38). По такой схеме электрическая компания GWF Power Systems (США) в г. Торранс (шт. Калифорния) построила первую в мире коммерческую ПГУ. При полной нагрузке расчетная мощность ГТУ составляет 4,6 МВт, мощность ПТ 6,05 МВт. На собственные нужды станции расходуется 1,45 МВт, так что эффективная мощность установки должна быть 9,2 МВт [111]. Испытания установки были начаты в 1986 г., ее эффективная мощность к середине 1987 г. возросла примерно до 55–60% от расчетной, однако расчетная мощность не была достигнута. Тем не менее предполагалось изготовление восьми аналогичных уста-

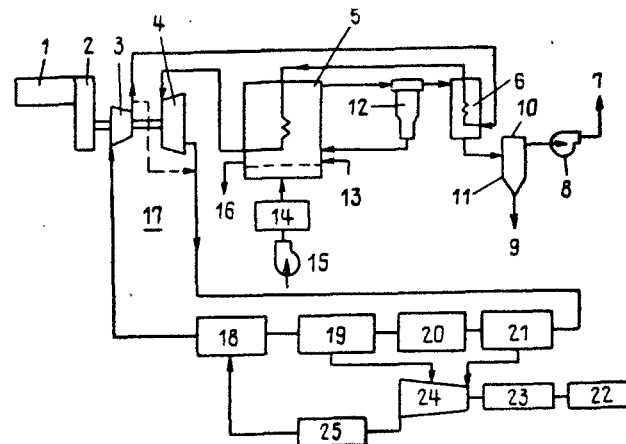


Рис. 38. Схема ПГУ с ЗГТУ и с ГГ с кипящим слоем при атмосферном давлении: 1 – электрогенератор, приводимый ГТУ; 2 – редуктор; 3 – компрессор ГТУ; 4 – турбина ГТУ; 5 – теплообменник-нагреватель воздуха, встроенный в ГГ с кипящим слоем; 6 – теплообменник-регенератор; 7 – отвод продуктов сгорания в дымовую трубу; 8 – вентилятор дымовой трубы; 9 – отвод золы; 10 – система очистки дымовых газов; 11 – конвективный теплообменник; 12 – циклонный сепаратор частиц; 13 – подача угля (кокса), доломита и воздуха; 14 – система предварительного сжигания; 15 – вентилятор; 16 – отвод золы; 17 – ГТУ; 18 – подогреватель питательной воды (концевой охладитель воздуха); 19 – котел низкого давления и экономайзер низкого давления; 20 – экономайзер высокого давления; 21 – пароперегреватель и котел высокого давления; 22 – электрогенератор, приводимый ПТ; 23 – редуктор; 24 – ПТ; 25 – конденсатор

новок, в которых пар должен использоваться либо для производства электроэнергии, либо для технологических промышленных процессов.

Комбинированная установка, включающая ЗГТУ, паротурбинный контур и систему теплофикации жилого района, разработана в Италии [20]. Электрическая мощность установки 20 МВт, тепловая – 41 МВт; такая мощность удовлетворяет потребностям в теплофикации района с числом жителей около 90 тыс. чел. города в Северной Италии. В качестве ГТУ взята разработанная фирмой Nuovo Pignone двухвальная установка со свободной силовой турбиной, приводящей элект-

рогенератор. В настоящее время продолжаются испытания демонстрационной установки с ГКСА, которые предполагается закончить в 1991 г.

Следует обратить внимание на хорошо известный способ подземной газификации каменного угля и использование продуктов газификации в турбинных установках. В СССР этот способ был доведен до стадии создания и эксплуатации опытно-промышленной установки на Шатской станции под Тулой; в качестве турбинного преобразователя там применялась ГТУ типа ГТ-12-3 производства ЛМЗ. Однако за последние 30 лет каких-либо дополнительных сведений об использовании этого способа в литературе практически не появлялось. Вместе с тем в последнее время к этому способу использования угля вернулись в США [112]. Научно-исследовательский газовый институт (Gas Research Institute) и Министерство энергетики США объявили об окончании первого этапа семилетнего проекта, целью которого является оценка возможностей подземной газификации угля и использования продуктов газификации в энергоустановках. Первый этап заключался в осуществлении подземной газификации угля в Скалистых горах, вблизи г. Ханна, в проектировании и постройке станции подземной газификации. За 102 дня (в ноябре 1987 г. – феврале 1988 г.) было газифицировано более 14 тыс. угля. Было получено свыше 20 млн. л.3 среднекалорийного газа с содержанием метана 7–11%. Полученные результаты превзошли ожидаемые в отношении теплоты сгорания, содержания кислорода и возможностей сжигания полученного газа без нанесения ущерба окружающей среде. По оценкам Министерства энергетики США можно осуществлять газификацию свыше 1,8 триллиона т из угольных запасов США.

Помимо использования угля в качестве топлива в ПГУ ведутся разработки систем и установок с использованием биомассы, в частности древесного топлива [113]. В таких установках использование древесного топлива осуществляется путем газификации, пиролиза или получения метанола. Наиболее целесообразным способом из этих трех признан процесс газификации; получающийся синтетический газ после очистки используется в качестве топлива в КС ГТУ.

IV. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПГУ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

К ПГУ, используемым в промышленности, можно отнести установки двух видов:

- ПГУ для совместной выработки электрической и тепловой энергии, работающие на жидком или газообразном топливе, сжигаемом в КС ГТУ и иногда перед КУ; в таких ПГУ теплота обычно в виде пара используется для промышленных целей на предприятиях, потребляющих энергию различных видов для осуществления технологических процессов;
- ПГУ для совместной выработки различных видов энергии (потенциальной энергии сжатия, механической, электрической, тепловой), работающие на теплоте экзотермических реакций окисления, протекающих в основном технологическом процессе.

ПГУ второго вида иногда называют энерготехнологическими установками [15]. В них для сведения энергетического баланса технологического процесса во многих случаях осуществляется дополнительный подвод теплоты от внешнего источника к рабочему телу путем сжигания топлива перед ГТ или в топке КУ.

Установки первого вида весьма разнообразны по уровням мощности, по типам применяемого оборудования и по назначению. По принципиальным тепловым схемам они практически не отличаются от ГПУ, рассмотренных в разделе III, более того, в том разделе практически не делалось различия между ПГУ для ТЭС и для промышленных предприятий. Среди установок, работающих на промышленных предприятиях или удовлетворяющих нужды промышленных предприятий, в разделе III, отмечалась, например, установка завода Parnis в Роттердаме, ГПУ электростанции Placerita в Северной Калифорнии; многие установки фирм Ruston и Solar небольшой и средней мощности являются типичными установками этого вида. К таким же установкам можно отнести ПГУ, предназначенные для обеспечения жилых районов электроэнергией и теплотой; такие установки рассмотрены в разделе III. Чтобы расширить представление о возможностях ПГУ первого вида, приведем ряд дополнительных примеров.

Фирма Solar поставляет ГТУ для промышленных предприятий уже свыше 20 лет. ГТУ Centaur этой фирмы мощностью 2,8 МВт с декабря 1983 г. работает в составе промышленной ГПУ на заводе моющих средств фирмы Lever Brot-

hers в г. Лос-Анджелес (США). Пар, генерируемый в КУ без дожигания с расходом около 8 т/ч и параметрами 1,03 МПа и 458 К, используется в технологическом процессе. Расход теплоты установкой невелик – всего 6858 кДж/(кВт·ч), Та же фирма поставляет ПГУ мощностью 14 МВт, использующую в качестве топлива продукты переработки бытовых отходов жилых районов крупных городов.

Перспективным считается применение ПГУ в бумажной промышленности. Известно применение ПГУ на бумагоделательных заводах во Франции, США, ФРГ, Нидерландах и других странах. В США на фабрике фирмы Dunn Paper (шт. Мичиган) установлены и с апреля 1985 г. работают три ГТУ типа Tornado фирмы Ruston. Единица мощность ГТУ 5,72 МВт; две ГТУ обеспечивают требуемую электрическую мощность, а также расход пара 22,7 т/ч с давлением 1,0 МПа и температурой 588 К, генерируемого в КУ за ГТУ. Полный КПД преобразования энергии достигает 70%. Установка работает почти непрерывно – 350 суток в году.

ГТУ типа Tornado является базовой установкой бумажной фабрики фирмы James Clorke (Великобритания). Потребности фабрики в паре составляют 20–29 т/ч, в электрической мощности – 5 МВт [114]. ГТУ номинальной мощностью 5,7 МВт работает на природном газе, за ГТУ установлен КУ с дожиганием дополнительного топлива, расход которого зависит от потребностей основного производства в паре. КУ обеспечивает производство 12,7 т/ч пара с параметрами 1,89 МПа и 588 К без дожигания и 29,5 т/ч пара (2,13 МПа и 650 К) с дожиганием. Часть пара используется для работы в ПТ мощностью 0,45 МВт. При работе в режиме с дополнительным дожиганием полный КПД преобразования энергии топлива достигает 83% без утилизации теплоты газов за КУ и 87% – при утилизации. Капитальные затраты на установку составили 2,75 млн. долл.; срок окупаемости оценен в 3 года.

В 1986 г. фабрика фирмы Berghuizer Papierfabrik (Нидерланды) по производству высококачественной бумаги преобразовала старую энергоустановку на заводе Vaarpenveld в ПГУ на базе ГТУ типа Centaur-H фирмы Solar с КУ с дожиганием топлива, заменившим ранее работавший котел. Вся производимая энергия в виде электроэнергии и пара почти полностью покрывает потребности завода.

Таблица 13

Применение ПГУ на предприятиях целлюлозно-бумажной промышленности Испании

Промышленная компания	Модель ГТУ для ПГУ	Мощность ГТУ, МВт	Фирма-изготовитель ГТУ	Начало эксплуатации
SAICA	PG6001E	37,6	Alsthom	X.1987г.
Clariana	Centaur-H	3,9	Turbomach	III.1988г.
Papelera de Aralar	Tornado	5,8	Ruston	X.1988г.
Papelera Guipuzcoana	PGT 10	9,8	Nuovo Pignone	II. 1988г.
Tampella Espanole	Mars	8,8	ABB Stal	IX. 1988г.

Дожигание топлива – природного газа – применяется для покрытия постоянно изменяющейся паровой нагрузки. Мощность ГТУ Centaur-H при работе в режиме базовой нагрузки составляет 3,88 МВт; противоаварийные ПТ оставлены прежними, они имеют мощность 3 и 5 МВт, так что общая мощность ПГУ 11,88 МВт [115]. Пар в ПТ подается от КУ в количестве 75 т/ч при 7 МПа и 738 К; на нужды технологического процесса отбирается пар с давлением 0,35 МПа.

В Нидерландах в конце 1987 г. работало 26 промышленных ПГУ небольшой мощности фирмы Allison; 12 из них были установлены на бумагоделательных фабриках [116]. Нарботка отдельных установок на фабриках к началу 1987 г. достигала более 30 тыс. ч.

С 1983 г. на бумажной фабрике фирмы Simpson (США) работает ПГУ, выполненная на базе ГТУ LM 5000 фирм GE и INI. Установка вырабатывает 33 МВт электрической мощности и 50 т/ч пара трех давлений [117]. Для более полного использования пара предусмотрен его впрыск в ГТУ, позволяющий повысить электрическую мощность до 42 МВт.

Большая программа применения ПГУ в целлюлозно-бумажной промышленности намечена и реализуется в Испании [118]. Эта отрасль промышленности рассматривается как наиболее перспективная для применения ПГУ в настоящее время. Некоторые сведения о таких установках в Испании приведены в табл. 13.

Установка компании SAICA является крупнейшей в стране ПГУ. Отработавшие в ГТУ газы поступают в КУ двойного давления с дожиганием, в котором генерируется 90 т/ч пара с параметрами 8,2 МПа/765 К и 12,5 т/ч пара с параметрами 0,5 МПа/453 К. Пар высокого давления работает в ПТ, пар низкого давления поступает на технологические нужды. Кроме того, в КУ нагревается также до 393 К вода с расходом 92,2 м³/ч, используемая для теплофикации.

Интересной особенностью установки компании Tampella Espanole является использование ОГ ГТУ для непосредственной сушки бумаги в сушильных барабанах.

В отраслях химической промышленности, являющихся потребителями пара, успешно применяются ПГУ с разделенными контурами (рис. 4, а). Подобные установки нашли широкое распространение. Так, фирма Power Systems Engineering (США) выпускает промышленные ПГУ большой мощности — 300 и 465 МВт на базе ГТУ различных типов; в таких ПГУ предусмотрен отпуск пара для нужд химических предприятий. На химическом заводе Stadé (ФРГ) фирмы Dow Chemical для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии используются три ГТУ на базе ГТУ LM 5000 фирмы GE с силовой турбиной фирмы INI (Япония). ОГ ГТУ используются для выработки пара в КУ; пар поступает на технологические нужды химического производства. После успешной эксплуатации одной установки этого типа с декабря 1983 г. фирма Dow Chemical заказала еще две ГТУ, которые начали работать в феврале и в мае 1985 г. [119]. Новые ГТУ на этом предприятии заменили ГТУ промышленного (тяжелого) типа; эта замена по предварительным расчетам должна была обеспечить экономию топлива (природного газа) порядка 30 тыс. долл. в 1 сут при работе всех трех установок в течение 8000 ч в год. В качестве перспективного пути дальнейшего снижения затрат на топливо изучалась возможность работы ГТУ на смеси природного газа и водорода, являющегося побочным продуктом химического процесса. До применения в

ГТУ водород сжигался. Предполагалось, что соотношение водорода и природного газа в топливной смеси должно составлять 1:1, однако оно может изменяться в зависимости от количества образующегося водорода. ГТУ предполагалось оснастить системой впрыска воды для снижения выбросов оксидов азота до уровня 55 млн⁻¹ (при 15%-ном содержании кислорода). При температуре окружающей среды 288 К, относительной влажности воздуха 60% и учете гидравлических сопротивлений на входе и выходе каждая ГТУ должна развивать электрическую мощность 35 МВт.

В Нидерландах с июня 1987 г. химический комплекс фирмы AKZO Zout Chemie включает мощную (160 МВт) ПГУ, снабжающую паром химическое производство и отдающую половину электрической мощности в сеть. Считается, что из всех европейских ПГУ эта установка наиболее близка по технической концепции к мощным ПГУ, работающим в США [120]. Установка включает три ГТУ типа PG 6001E производства фирмы Thomassen International (Нидерланды) совместно с фирмой GE. Отработавшие в трех ГТУ газы поступают в три КУ с дополнительным дожиганием топлива. Часть получаемого пара поступает в две ПТ с противодавлением; каждая из них имеет электрическую мощность 28 МВт. Пар за турбинами вместе с дополнительным количеством пара, генерируемого в КУ, идет на нужды производства.

Большой химический завод фирмы Rhone-Poulenc Chemie в г. Пон-де-Клэ (Франция) покрывает все свои потребности в паре и в большей части электроэнергии путем использования двух ГТУ на базе ГТУ Frame 5 фирмы GE, одна из которых не имеет дожигания перед своим КУ, а другая может работать как с дожиганием, так и без дожигания [121]. Из-за разной стоимости электроэнергии в различные времена года все турбины в зимний период работают в режиме базовой нагрузки и обеспечивают все потребности завода. В иных случаях избыток пара используется для впрыска перед КС ГТУ с целью повышения электрической мощности установки.

Особенно широко применяются ГТУ с разделенными контурами простейшего бинарного типа на предприятиях нефтеперерабатывающей промышленности, где требуются большие расходы технологического пара и теплоты различного потенциала. В таких установках производство различных видов энергии может варьироваться в широких пределах. Это весь-

ма важно, поскольку потребности производства изменяются в широких пределах.

Установки большой мощности и паропроизводительности работают на уже упоминавшемся нефтеперерабатывающем комплексе близ Роттердама. Пар, получаемый в КУ, частично используется для технологического процесса, а частично – для подачи в паровые турбины, приводящие механизмы. Коэффициент использования теплоты топлива достигает 75%.

С января 1984 г. началась эксплуатация ГПУ электрической мощностью 20 МВт с паропроизводительностью 38,6 т/ч насыщенного пара давлением 1,6 МПа на нефтеперерабатывающем заводе в г. Оаху (шт. Гавайи, США). Завод производит реактивное топливо, дизельное топливо и три вида газообразного топлива. Установка отличается высокой надежностью, которая очень важна для нефтеперерабатывающих предприятий: выключение энергии всего на 2 мин приводит к выходу предприятия из строя более чем на 1 сутки.

С целью повышения эффективности производства на нефтеперерабатывающем заводе Golden Bear (вблизи от г. Бейкерсфилд, шт. Калифорния, США), принадлежащем компании Witco Chemical, была произведена замена 11-ти старых печей на одну установку совместной выработки электрической энергии, пара и теплоты [122]. Завод производит битум и нефтепродукты. Особенностью установки является использование теплоты отработавших в ГТУ газов для получения пара и в замкнутой системе теплопередачи. Пар, генерируемый в КУ, имеет давление 1,4 МПа и используется для удовлетворения собственных нужд установки (в паровых вакуумных инжекторах, для нагрева баков и т.д.). Замкнутая система теплопередачи содержит 205 тыс. л кремнийорганической жидкости типа Syltherm 800. Эта система служит для отвода части теплоты ОГ ГТУ и для передачи ее различным заводским потребителям в кожухотрубных теплообменниках типа "труба в трубе". На заводе установлено 11 групп теплообменников (по числу замененных нагревательных печей). Выбросы вредных соединений на заводе невелики – они не превосходят весьма жесткие пределы, установленные в шт. Калифорния.

Фирма Chevron Corp. планировала сооружение ГТУ с ВПГ для производства пара на нефтеперерабатывающем заводе в г. Ричмонд (шт. Калифорния, США). Рассматривались

два варианта ПГУ. Первый вариант – на базе двух ГТУ типа Frame 6 и одной ГТУ типа Frame 5 фирмы GE. ОГ ГТУ подаются в индивидуальные паровые КУ с дополнительным подводом топлива. Мощность ПГУ 107,1 МВт, расходы на собственные нужды 3,6 МВт. Второй вариант установки выполняется на базе двух ГТУ типа 8 фирмы ABB и двух паровых КУ с дополнительным подводом топлива. Мощность ПГУ 100,6 МВт, расходы на собственные нужды 3,3 МВт. Для снижения выбросов оксидов азота предусматривается впрыск пара. Результаты технико-экономических исследований параметров для выбора оптимального варианта установки показали, что вариант с ГТУ фирмы ABB более экономичен. Срок окупаемости составит 5 лет, стоимость вырабатываемой энергии оценена в 4,1 цента за 1 кВт. ч [123].

В середине 80-х годов Египетская нефтехимическая компания EPTCO заказала ПГУ у фирмы ABB для установки на своем заводе вблизи г. Александрия. Это была первая комбинированная установка на Среднем Востоке [124]. В качестве ГТУ была выбрана установка типа 9 мощностью 35,4 МВт, предполагалась ее работа в основном на природном газе, а также на жидком топливе. В дальнейшем предполагалось установить вторую ГТУ этого типа со своим КУ. При двух ГТУ и двух КУ мощность ПГУ должна быть 38 МВт. Расход топлива в такой ПГУ должен быть на 66% ниже, чем в работавшей ранее ГТУ простого цикла и на 17% менее, чем у ПГУ такой же мощности.

Как следует из приведенных примеров, на большинстве нефтеперерабатывающих заводов в качестве топлива в ПГУ применяется сетевой природный газ или легкое жидкое топливо. При этом работа установки не зависит от основного производства. Однако имеется опыт успешного использования в качестве топлива в ПГУ продуктов переработки нефти, например, на нефтеперерабатывающем заводе в Японии, где с 1983 г. весьма надежно работает реконструированная ПГУ с ГТУ мощностью 25 МВт. За период с мая 1981 г. по июль 1984 г. коэффициент надежности составил 99,4%.

Комбинированные установки используются в нефтедобывающей промышленности. В августе 1985 г. на нефтяном месторождении Керн Ривер (США) начала работать на полной мощности установка, состоящая из четырех ГТУ типа Frame 7E фирмы GE и одного КУ. Мощность каждой ГТУ, приводящей электрогенератор, 75 МВт. В КУ получается пар

с расходом 195 т/ч и параметрами 5,5 МПа/544 К. Пар используется для закачки в пласты с целью увеличения выхода нефти. Общая стоимость установки составила 150 млн. долл. Ее включение позволило увеличить добычу нефти с 15 тыс. до 95 тыс. баррелей в 1 сут. Сама установка позволила экономить 6500 баррелей нефти в 1 сут. Сама установка позволила экономить 6500 баррелей нефти в 1 сут, которые ранее сжигались в топках котлов. Очень существенным достоинством новой установки явилось значительное снижение выбросов, которые в настоящее время удовлетворяют нормам.

На нефтяном месторождении Dribrugarch (Индия) в течение нескольких лет работали на природном газе две ГТУ типа W 191 фирмы Westinghouse, каждая мощностью 14,5 МВт. Установки обеспечивали все потребности предприятия, включая мощность для бурения скважин. С целью увеличения выхода нефти мощность каждой из установок повышена на 7,5 МВт путем подключения к ним КУ и одной ПТ [125].

ПГУ различных типов за рубежом применяются на предприятиях пищевой промышленности: на заводах по переработке фруктов (например, в г. Онтарио, США), на спиртовых заводах (например, в г. Глазго, Великобритания) и др. Такие ПГУ могут иметь большую мощность, отдавая часть ее в электрическую сеть. Так, на предприятии пищевой промышленности компании Beshel установлена ПГУ мощностью 120 МВт. В состав энергоустановки входят ГТУ типа Flame 7 фирмы GE, конденсационная ПТ фирмы AEG Kanis и КУ, вырабатывающий пар трех уровней давления. Режим работы ПГУ отличается большой неравномерностью выработки тепловой и электрической энергии: 6–8 месяцев в году предприятие потребляет до 85,5 т/ч пара, остальное время года практически весь пар подается в ПТ для выработки электроэнергии.

Полный КПД преобразования энергии в таких установках достигает 80%.

Пищевая компания Sunkist Growers (г. Онтарио, США) на своем предприятии применила ПГУ, состоящую из двух ГТУ типа 501-KH производства фирмы General Motors Allison Div. и двух КУ, в которых генерируется пар, используемый либо для технологических нужд предприятия, либо подаваемый в КС ГТУ для повышения единичной мощности с 3,5 МВт до 6,0 МВт. В установке реализован рас-

смотренный в разд. I и II цикл Чэня [126]. Это – первая промышленная ПГУ, работающая по такому циклу. Без дожигания в КУ получается 9 т/ч пара, с дожиганием – свыше 18 т/ч. Пар имеет параметры 1,3 МПа/755 К. Для работы в условиях предприятия фирма-изготовитель ГТУ изменила проточную часть ГТ. Потребность предприятия в паре резко колеблется в течение суток от 9 до 36 т/ч пара, при этих условиях примененная установка имеет большие преимущества в сравнении с ГТУ без утилизации теплоты.

ПГУ второго вида (энерготехнологические установки) используются в таких энергоемких производствах, как предприятия металлургической промышленности. На этих предприятиях имеется большое количество отбросной теплоты, которая может быть использована в ПГУ. Эту теплоту можно использовать, например, для повышения электрической мощности и КПД энергоустановок заводов при их модернизации. Перспективность такого переоборудования доказана практикой. Так, на сталелитейном заводе в Японии была модернизирована паротурбинная электростанция, в которую входили 5 котлов и 3 ПТ, приводившие электрогенераторы. На станции при модернизации были установлены одна ГТУ типа MW 151S фирмы Mitsubishi мощностью 14 МВт и КУ. ГТУ работает на низкокалорийном доменном газе как топливе. Пар вырабатывается в двух старых котлах и в КУ, поступает в общий коллектор и раздается в ПТ. При равном количестве используемого топлива производство электрической энергии возросло более чем в 1,4 раза, а КПД повысился на 20–30%.

Как показано во введении, использование теплоты ОГ на компрессорных станциях газопроводов при установке ПГУ с использованием ПТ в качестве привода нагнетателей позволяет получать существенную экономию природного газа. Применение ПГУ с ГТУ мощностью 15 и 25 МВт обеспечит повышение КПД с 25–28% до примерно 39% при существующих ГТУ и до 43–45% при ГТУ с начальной температурой газа 1320–1470 К.

Объем внедрения паротурбинного привода для ПГУ в период 1990–2000 гг. может составить до 5 млн. кВт при суммарном вводе ПГУ порядка 17 млн. кВт. Дополнительные капиталовложения в ПГУ составят 10–20 руб./кВт при годовой экономии природного газа 15 млрд. м³ в 2000 г.

Перспективы применения ПГУ на компрессорных станциях можно показать на примере газопровода "Союз", который

оборудован 22 компрессорными станциями. Газовые компрессоры приводятся 158 ГПА без утилизации теплоты ОГ. За исключением головной станции, каждая станция оборудована семью ГПА, из которых 5 работают, а две находятся в резерве. Если дооборудовать станции, не прерывая работу газопровода, для использования теплоты ОГ ГТУ с целью получения электроэнергии, то, как показали расчеты фирмы AEG Kanis (ФРГ) [127], может быть получен значительный экономический эффект. В расчетах предполагалось, что ОГ из трех ГТУ подаются в один КУ. Пар подается в ПТ для выработки электроэнергии. При работе одной ГТУ на полной мощности обеспечивается получение 23,5 т/ч пара с параметрами 4,2 МПа/723 К. При этом с учетом всех потерь, электрическая мощность, получаемая за счет теплоты ОГ, составит 25,6 МВт. Если эта энергия отдается в существующую электрическую сеть, то срок окупаемости капиталовложений на одной компрессорной станции составит 3 года и 3 месяца. Если же линия электропередачи строится заново вдоль всего газопровода, то в этом случае срок окупаемости капиталовложений для всех 22 станций, включая 220-кВ-линию электропередачи, определен в 8,5 лет.

Компоновка ГТУ, КУ и ПТ на компрессорных станциях может быть различной [128]. Выбор конкретного варианта ПГУ должен производиться на основании технико-экономического анализа.

За рубежом комбинированные установки уже эксплуатируются на компрессорных станциях. В качестве примера можно привести ПГУ, установленную в начале 1985 г. на компрессорной станции у г. Вайдхауз (ФРГ). Эта станция — одна из установленных на магистральном газопроводе Megal, по которому природный газ из СССР перекачивается через ФРГ во Францию. В августе 1984 г. на станции работали три ГТУ с ПТ типа LM2500 производства фирмы Ingersoll Rand (США); единичная мощность ПГУ 18,9 МВт. В октябре 1985 г. на станции был установлен КУ, в который поступают ОГ из трех ГТУ, и паровая турбина, приводящая газовый компрессор. Мощность ПТ при работе с одной ГТУ составляет 3 МВт, с двумя ГТУ — 14,3 МВт, со всеми тремя ГТУ — 20 МВт. Мощность газового компрессора, приводимого ПТ, равна 11 МВт. При такой компоновке мощность станции может изменяться в широких пределах, а КПД будет оставаться весьма высоким (46,7–47,5%).

Технико-экономические обоснования применения ПГУ на компрессорных станциях выполнены в США, Великобритании и ВР. В США, Великобритании и Мексике уже работают установки на компрессорных станциях.

ПГУ в последние годы находят все более широкое распространение для удовлетворения различного рода бытовых нужд городских районов и отдельных деловых и жилых зданий. Ряд турбостроительных фирм выполняет заказы отдельных организаций на установку систем совместной выработки электрической энергии, теплоты и (или) кондиционирования помещений. Например, между филиалом фирмы GE и одной из строительных фирм было подписано соглашение на строительство теплоэлектрической станции с КУ мощностью 49 МВт для Станфордского университета (США). Строительство станции стоимостью 50 млн. долл. началось летом 1985 г. и закончилось зимой 1986 г. На станции установлена ГТУ типа MS 6001 фирмы GE, работающая на природном газе, которая обеспечивает получение электрической мощности 39 МВт, и паротурбинный контур с КУ и ПТ той же фирмы мощностью 10 МВт. Кроме того, для обогрева помещений и кондиционирования используется пар низкого давления.

С начала 1983 г. работает ПГУ в зданиях банка Security Pacific Bank в шт. Калифорния. К концу 1987 г. она имела суммарную наработку свыше 29 тыс. ч при практически 100%-ной надежности и готовности [129]. Установка имеет общую мощность 12,6 МВт и включает 3 ГТУ типа 501-KB фирмы Allison и две ПТ мощностью по 1,8 МВт. При работе в режиме пиковой нагрузки паропроизводительность КУ составляет 25–27 т/ч пара, идущего на привод ПТ и используемого в двух холодильных установках.

С февраля 1984 г. в административном здании фирмы Токё гасу (Токио) работает ПГУ, состоящая из ГТУ мощностью 1250 кВт, за которой установлен КУ паропроизводительностью 3300 т в 1 сутки при давлении пара 0,98 МПа. Все энергетическое оборудование установлено на двух подземных этажах зданий. Эффективность полного преобразования теплоты составляет 71%.

Подобные установки широко распространены в ряде городов США и европейских стран; постоянно появляются новые заказы на них.

В ряде случаев ПГУ используются одновременно и для удовлетворения нужд промышленности, и для удовлетворения

бытовых нужд. Например, в 1981 г. французская фирма SNECMA смонтировала установку на своем литейном заводе недалеко от Парижа. Установка состоит из ГТУ типа THM 1304 фирмы Hispano-Suiza (Франция), к которой добавлен КУ. Пар, генерируемый в нем, используется для отопления заводских зданий. Несмотря на то, что установка работает в пиковом режиме и к концу июня 1984 г. наработала только 1925 ч, все же ежегодная экономия только электроэнергии составила 30% от капитальных затрат на установку.

С 1982 г. станция Ras Abu Fontas (Катар) не только вырабатывает 600 МВт электрической мощности, но и обеспечивает получение 270 тыс. м³ питьевой воды путем опреснения. Полная эффективность использования теплоты топлива составила 69%.

Исследования, проведенные рядом фирм, показывают, что при обосновании выбора оборудования для промышленных установок совместной выработки различных видов энергии необходимо выполнять оценки с учетом местных природных, экологических и социальных условий.

ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ПАРАМЕТРЫ СОВРЕМЕННЫХ ГТУ И ПТ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В СОСТАВЕ КОМБИНИРОВАННЫХ УСТАНОВОК

ПГУ различных типов создаются на базе ГТУ, и в предыдущих разделах делались ссылки на данный раздел как на источник дополнительных сведений о ГТУ. В задачу книги не входит подробное рассмотрение состояния и перспектив развития всего газотурбостроения, этот материал можно найти, например, в [55]; здесь ограничимся лишь рассмотрением особенностей тех ГТУ, которые входят в состав ПГУ и определяют современный и перспективный уровень ПГУ.

Основные пути совершенствования показателей ГТУ мало изменились за последнее десятилетие. По-прежнему основной тенденцией остается повышение начальной температуры газа T_{Γ} перед турбиной при умеренном росте степени повышения давления π в компрессоре с целью повышения КПД и увеличения удельной мощности установок. По-прежнему эта проблема решается в основном путем охлаждения деталей проточной части ГТ, и в этой области получены определенные достижения (некоторые из них рас-

смотрены в разделе I, поскольку системы охлаждения ГТУ, входящие в состав ПГУ, часто связаны со всей ПГУ). Отмечается расширение применения способов изготовления охлаждаемых лопаток (в первую очередь направленной кристаллизации), позволяющих получать качественные изделия с повышенными механическими свойствами материалов.

Основным типом ГТУ, применяемых в составе ПГУ, являются ГТУ простого цикла. Однако термодинамические преимущества и особенности ГТУ сложного цикла (в частности, наличие отводимой теплоты в промежуточных воздухоохладителях и возможность регулировать температуру ОГ) заставляют специалистов постоянно и на новом техническом и технологическом уровне возвращаться к проблеме применения ГТУ сложного цикла. Особенно целесообразно применение таких ГТУ в составе установок, обеспечивающих базовую нагрузку на электростанциях. В разделе I рассмотрено применение ГТУ сложного цикла (с промежуточным подогревом при расширении; с промежуточным охлаждением при сжатии и промежуточным подогревом при расширении). Характерным примером современной ГТУ сложного цикла является ГТУ типа AGTJ-100, о которой упоминалось в разделах I и II.

Второй тенденцией развития ГТУ является повышение их надежности при одновременном повышении параметров и нагрузок. Многочисленные данные об эксплуатации ГТУ различных типов показывают, что коэффициенты надежности и готовности ГТУ достигают весьма высоких значений; некоторые из них приведены в предыдущих разделах. Большое значение для обеспечения надежности ГТУ имеют разработки новых покрытий, обеспечивающих коррозионную стойкость высокотемпературных частей.

Третьей основной тенденцией следует считать всестороннюю, глубокую и в целом успешную борьбу с токсичностью ОГ ГТУ. Разработанные способы снижения токсичности ОГ позволили получать уровни вредных выбросов, удовлетворяющие не только современным, но и перспективным требованиям.

Указанные тенденции можно выявить при рассмотрении параметров и конструктивных особенностей наиболее совершенных стационарных энергетических ГТУ передовых зарубежных фирм.

Фирмой GE выпускаются ГТУ двух типов, которые условно называются "тяжелыми" и "легкими". К тяжелым ГТУ относятся установки, которые спроектированы специ-

ально для работы в наземных условиях, к легким – установки, созданные на базе авиационных ГТД.

Фирмой выпущено свыше 4000 ГТУ тяжелого типа. В них, однако, широко используется авиационная технология (облопачивание турбомашин, некоторые принципы конструирования и, в первую очередь, конструкции охлаждаемых элементов). В период 1949–1984 гг. фирмой выпущено свыше 3600 ГТУ этого типа. Около 65% из них применяется в электроэнергетике, остальные – на транспорте газа и в промышленности (в качестве технологических) [130]. Общая установленная мощность составляет 75 тыс. МВт, общая наработка достигала 114 млн. ч. Одна из ГТУ проработала 230 тыс. ч и 312 ГТУ – свыше 100 тыс. ч каждая. Первые ГТУ имели мощности 3–5 МВт, КПД порядка 23% без регенерации и около 33% – с регенерацией при $\pi = 6-7$ и $T_r = 1060$ К. Современные ГТУ простого цикла имеют мощности 35–150 МВт, $\pi = 11,5 - 13,5$, $T_r = 1380-1530$ К и КПД 32–34%. Многие мощные ГТУ фирмы GE применяются в составе ПГУ. В следующие 10 лет КПД комбинированных установок при применении перспективных систем охлаждения ГТ должен превзойти 50% и, как показано выше, такой уровень КПД уже достигается. Выпущенные ГТУ способны работать на многих сортах жидкого топлива – от легкого дистиллатного до остаточного, а также на газе с теплотой сгорания 11 300–188 000 кДж/м³. В дальнейшем предполагается использовать топлива, полученные из угля.

Основными принципами совершенствования своих ГТУ фирма GE считает эволюционный путь развития конструкций, использование геометрического моделирования и развитие технологии. Одним из примеров эволюционного подхода является создание семейства осевых компрессоров для ГТУ. Моделирование широко применяется при разработке новых турбомашин. ГТУ MS 5002, MS 1002, MS 9001, MS 6001 спроектированы путем моделирования. Фирма придает большое значение точности выполнения всех конструктивных условий, а также доводке машин. В г. Скенектеди построена исследовательская лаборатория стоимостью в несколько млн. долл. для разработки и исследования конструкций. Одним из принципов конструирования фирма считает выбор наиболее дешевых материалов для деталей.

В качестве энергетических ГТУ стационарного типа в настоящее время выпускаются ГТУ MS 7000 мощностью

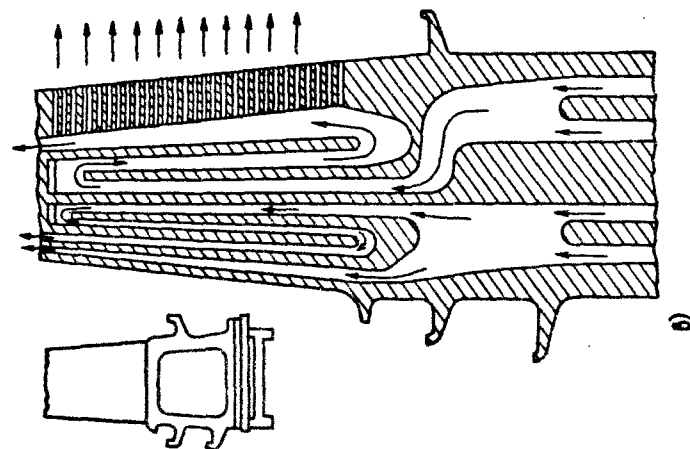
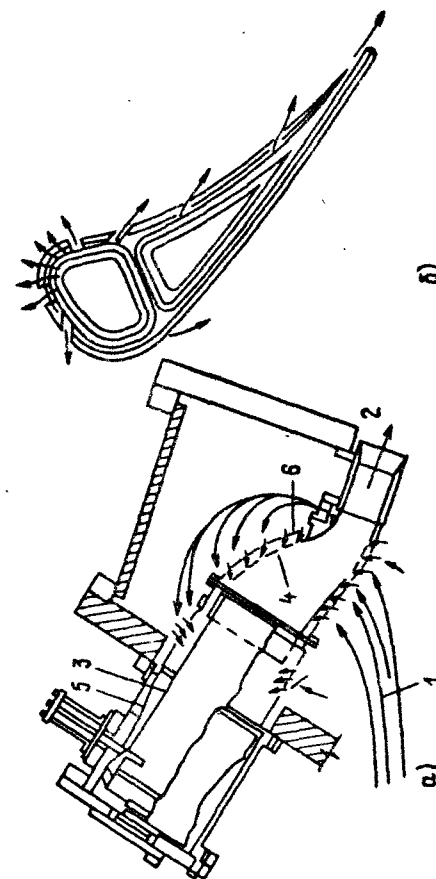


Рис. 39. Конструктивные элементы ГТУ типов M7F и M9F:
а – камера сгорания; б – поперечное сечение сопловой лопатки первой ступени; в – сечение рабочей лопатки первой ступени; 1 – воздух из компрессора; 2 – газы в турбину; 3 – жаровая труба; 4 – газопроводящий патрубков; 5 – распределительный экран; 6 – перфорированный экран



79,75 МВт, ее уменьшенная модель MS 6000 мощностью 37,4 МВт и увеличенная (в масштабе 1,2:1) модель MS 9001E мощностью 112,5 МВт. Расходы воздуха в установке MS 7001E и в указанных моделированных ГТУ равны соответственно 287, 136 и 402 кг/с, начальная температура газа 1377, 1377 и 1093 К, частоты вращения 3600, 5100 и 3000 мин⁻¹, степени повышения давления 12,1, 11,7 и 11,8.

В 1987 г. фирмой GE выпущен головной образец ГТУ типа MS 7001F (F7) с частотой вращения 3600 мин⁻¹, в основном для энергетики США [131]. В 1988 г. установка после заводских испытаний была поставлена на ТЭС Chesterfield 1 для работы в составе ПГУ. Эта ГТУ при работе на природном газе при $T = 1533$ К будет иметь мощность 135 МВт с гарантированным КПД 33% (ожидаемый 34,2%). Температура ОГ достаточно высока для реализации высокоэффективного утилизационного паротурбинного контура с промежуточным перегревом пара. КПД ПГУ ожидается при работе на природном газе свыше 50%. Расход продуктов сгорания на выходе из турбины составляет 411 кг/с.

Разработка этой ГТУ велась в течение 5 лет. На нее затрачено более 650 тыс. чел. ч и 62 млн. долл. Использованы новые конструктивные решения, заимствованные из авиационных ГТД. Некоторые конструктивные элементы установки показаны на рис. 39. Высокая экономичность ГТУ достигнута с помощью совершенствования аэродинамических и механических свойств ГТУ, перспективных способов охлаждения, материалов и покрытий.

Турбогруппа выполнена с двухопорным ротором, собранным из дисков. Электрогенератор подсоединен со стороны компрессора; выход из турбины осевой.

Компрессор состоит из 18 ступеней. Он смоделирован аэродинамически с компрессора модификации E этой ГТУ, к которому добавлена нулевая и заменена первая ступень. Обе они трансзвуковые и взяты из авиационного двигателя.

Номинальная степень повышения давления в компрессоре 13,5. Для обеспечения прочности рабочих лопаток компрессора при высоких напряжениях они изготовлены на входных ступенях (от нулевой до восьмой) из коррозионностойкой стали 450, а на девятой – восемнадцатой ступенях – из упрочненного легированного никобием сплава AIS 1403.

КС состоит из четырнадцати жаровых труб диаметром 356 мм, как на действующих ГТУ MS 7001 и MS 9001,

установленных под углом 15° к оси турбогруппы (рис. 39, а): в каждой трубе имеется по шесть форсунок вместо одной. Это уменьшает длину факела и сокращает на 645 мм длину жаровых труб, снижает шум при горении пульсации давления и позволяет увеличить интервал между осмотрами с 3 до 12 тыс. ч.

Для интенсификации охлаждения газоподводящих патрубков их окружают перфорированной рубашкой, через отверстия в которой осуществляется натекание струй воздуха (душирование).

Газовая турбина состоит из трех ступеней со средней степенью реактивности. Сопловые лопатки первой ступени (рис. 39, б) и рабочие лопатки первой (рис. 39, в) и второй ступеней турбины охлаждаются воздухом, отбираемым за семнадцатой ступенью компрессора, сопловые лопатки второй и третьей ступеней – воздухом после тринадцатой ступени компрессора.

Рабочие лопатки первой ступени турбины выполнены с бандажами, на рабочих лопатках второй и третьей ступеней имеется круговая Z-образная связь. Все они изготовлены из сплава GTD-111. Изготовленные точным литьем из сплава FSX-414 сопловые сегменты состоят каждый из двух лопаток в первой и второй ступенях и трех лопаток в третьей ступени.

Сопловые лопатки первой ступени выполнены с двумя внутренними полостями – передней и задней – и комбинированным конвективным, пленочным и струйным охлаждением (рис. 39, б).

Для охлаждения рабочих лопаток первой ступени применена конвективная система с каналами, образующими серпантин, и внутренними турбулизаторами (рис. 39, в). Рабочие лопатки второй ступени охлаждаются с помощью радиальных каналов.

Несмотря на значительный рост начальной температуры продуктов сгорания, вследствие более эффективного охлаждения температуры рабочих лопаток первой ступени снизились по сравнению с моделью E на 11 К, а сопловых – на 15 К.

Все рабочие лопатки защищены покрытиями. На рабочие лопатки первой ступени нанесено плазменное покрытие (Co, Cr, Al, V), увеличивающее сопротивление коррозии в три раза; на рабочие лопатки второй ступени – аналогичное покрытие (Co, Cr, Y), устойчивое к высоко- и низкотемпературной коррозии; на рабочие лопатки третьей ступени – диффузионное

Таблица 14

Сведения о наработке ГТУ типов LM 2500 и LM 5000 и их прототипов по состоянию на январь 1988 г. [66]

Тип авиадвигателя или ГТУ	Число действующих ГТД или ГТУ	Суммарная наработка ГТД или ГТУ, ч
Авиадвигатель TF 39	553	3493100
Авиадвигатель CF 6-6	468	15000000
Авиадвигатель CF 6-50	2098	42038000
ГТУ LM 5000	11	207580
ГТУ LM 2500	533	5217000

покрытие с высоким содержанием хрома, защищающее от низкотемпературной коррозии.

Корпус турбогруппы выполнен с горизонтальным разъемом, в корпусе предусмотрены отверстия для осмотров с помощью бороскопа компрессора, КС и турбины.

Большое внимание уделено обеспечению надежности агрегата. Расчетный коэффициент технического использования составляет 95%, коэффициент готовности 98%, средняя наработка на отказ 3000 ч. Для достижения таких показателей приняты относительно консервативные конструктивные решения и дублированы вспомогательные устройства (топливные и масляные насосы, вентиляторы, фильтры, теплообменные аппараты) так, чтобы при выходе их из строя для замены не требовалось остановки ГТУ. Для регулирования ГТУ используется уже упоминавшаяся система Speedtronic модификации IV.

Фирмами GE и Alsthom разрабатывается самая мощная (200 МВт) в мире ГТУ типа MS 9001F (9F), геометрически подобная установке MS 7001F (7F) для привода электрогенератора с частотой 50 Гц [132]. В установке 9F использованы те же конструктивные решения, материалы и технология, что и в установке 7F. Разработку и испытания установки предполагается завершить в 1991 г. В октябре 1986 г. первая установка этого типа уже была заказана фирмой Electricite de France для станции вблизи Парижа. Первоначально установка должна работать

как пиковая, но затем должна эксплуатироваться в сочетании с паротурбинным утилизационным контуром в базовом или полупиковом режиме. Фирма GE выполняет всю "горячую" часть ГТУ, фирма Alsthom — компрессор и установочные узлы, она же должна осуществлять сборку первой ГТУ. ГПУ с этой ГТУ мощностью блока 300 МВт должна иметь КПД 52%. Для работы в составе такой установки ГТУ должна иметь в качестве оптимальных параметров $T_{г} = 1533$ К и $\pi = 13,5$. Компрессор и турбина установки 9F аналогичны узлам установки 7F; несколько отличаются КС: вместо четырнадцати жаровых труб у ГТУ типа 7F в установке 9F их 18. Это практически единственное (не считая масштаба) различие в конструкциях установок 7F и 9F. Намечено дальнейшее развитие ГТУ с повышением единичной мощности до 240 МВт.

Как указано в разделе II, фирма GE использует в качестве базы для создания ГПУ типа STIG ГТУ типов LM 2500 и LM 5000, преобразованные из авиационных ГТД. Установки LM 2500 и LM 5000 вместе с их прототипами — авиадвигателями типов TF 39, CF 6-6 и CF 6-50 — имеют огромную наработку (табл. 14).

ГТУ типа LM 2500 получена из двигателя TF 39 для двигателя транспортного самолета C-5 и из двигателя CF 6-6, применяемого на трансконтинентальном пассажирском самолете DC 210-10. В эксплуатации находятся свыше 1000 ГТД TF 39 и CF 6-6.

ГТУ типа LM 5000 преобразован из турбовентиляторного двигателя CF 6-50, который установлен на широко распространенных пассажирских самолетах типа DC 10 серий 30, A 300 и 747, а также применяется в военной авиации.

ГТУ LM 2500 и LM 5000 приспособлены к применению не только в качестве установок для производства электроэнергии при работе на электрогенераторы как в составе ГПУ, так и отдельно, но и для привода различных механизмов (например, гребных винтов на судах), в том числе тех, в которых требуется работа с изменением частоты вращения от 1800 до 4150 мин⁻¹.

ГТУ LM 2500 двухвальная, она состоит из ГГ с однокаскадным компрессором и компрессорной турбиной и силовой турбины. Компрессор 16-ступенчатый осевой, с $\pi = 18$. Входной направляющий аппарат и направляющие лопатки первых шести ступеней компрессора выполнены поворотными. КС кольцевая, обеспечивает равномерное распределение тем-

Таблица 15

Основные параметры ГТУ LM 2500 и LM 5000 при работе на электрогенератор (топливо – природный газ)

Параметры	ГТУ	LM2500	ГТУ LM5000	
Частота вращения ротора электрогенератора, Гц	50	60	50	60
Эффективная мощность ¹⁾ , МВт	33,09	33,06	21,16	21,79
Удельный расход теплоты, ²⁾ кДж/(кВт·ч)	10 400	10 260	10 580	10 320
Расход газа на выходе, кг/с	124,3	120,7	68,0	67,6
Температура газа на выходе, К	719	721	805	804

Примечание. Параметры получены при следующих наружных условиях: высота на уровне моря; температура 288 К; нагрузка – базовая, длительная; потери давления на входе 100 мм вод. ст., на выходе 64 мм вод. ст.

1) Гарантированное значение на клеммах генератора.

2) Гарантированное значение; ожидаемое среднее значение должно быть ниже на 3%.

пературы продуктов сгорания по окружности и по высоте проточной части турбины. Она имеет индивидуальные легко заменяемые топливные форсунки, ее высоконагретые детали имеют покрытия, обеспечивающие стойкость против высокотемпературной коррозии. Турбина компрессора (ТВД) двухступенчатая, все четыре ряда лопаток имеют воздушное охлаждение и покрытие против эрозии, коррозии и окисления. Отбор мощности на вспомогательные агрегаты производится от переднего носка вала компрессора. Силовая турбина – 6-ступенчатая, имеет обандаженные рабочие лопатки всех ступеней. Турбина спроектирована на частоту вращения 3600 мин⁻¹.

ГТУ LM 5000 трехвальная, состоит из двухвального ГГ и силовой турбины. Компрессор двухкаскадный, с общей степенью повышения давления $\pi = 30$, включающий пятиступенчатый каскад низкого давления и 14-ступенчатый каскад высокого давления. КС трехкольцевая с 30 форсунками. ТВД

двухступенчатая, приводит КВД, имеет охлаждаемые воздухом лопатки всех рядов. ТНД одноступенчатая, приводит КНД. Силовая турбина трехступенчатая.

Основные параметры установок LM 2500 и LM 5000 при работе на электрогенератор приведены в табл. 15.

Установки могут работать и на дистиллатном жидком топливе, параметры при этом мало отличаются от приведенных в табл. 15.

При работе на базовых продолжительных режимах и при параметрах, указанных в табл. 15, требуется замена горячих частей ГТ через 25 тыс. ч работы (т.е. каждые три года).

Поскольку исходные авиадвигатели способны работать при значительно более высоких температурах газа, чем те, при которых получены параметры ГТУ (табл. 15), а конструктивные элементы турбин у них такие же, как и у авиационных прототипов, то эти ГТУ также могут работать при значительно более высоких T_r . Соответственно при этом возрастает эффективная мощность установок. Возможности повышения мощности установки LM 2500 в сравнении с номинальной в зависимости от температуры наружной среды, показаны на рис. 40. При температуре свыше 286 К максимум достигаемой мощности ограничен максимально допустимой температурой на входе в силовую турбину. Из этого рис. явно следует возможность заметного повышения мощности ГТУ по сравнению с номиналом. Для достижения такого повышения мощности необходима работа при повышенных T_r . В этом случае сокращается продолжительность периода между ремонтами высокотемпературной части установки. На рис. 41 показано соотношение между эффективной мощностью, температурой газа на входе в силовую турбину и ожидаемое время между ремонтами этих частей ГТУ.

Обе ГТУ характеризуются низким уровнем токсичности выбросов при работе и на газе, и на дистиллатном топливе. Специалисты фирмы заявляют, что может быть обеспечен уровень токсичности ОГ, заданный федеральными правилами, правилами штата или местными условиями. Снижение содержания оксидов азота и оксида углерода достигается путем впрыска пара или воды в проточную часть. При впрыске пара и работе на природном газе гарантируется уровень выб-

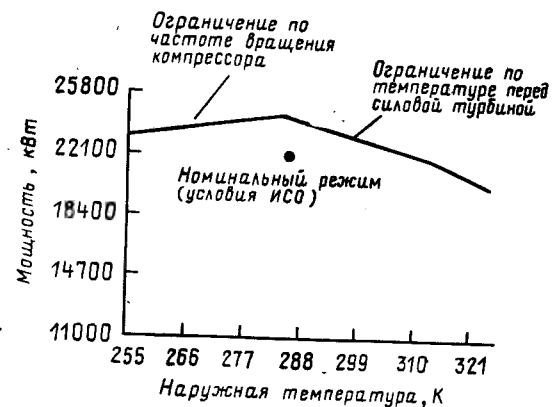


Рис. 40. Возможности повышения мощности ГТУ типа LM2500 при повышении температуры по сравнению с номиналом

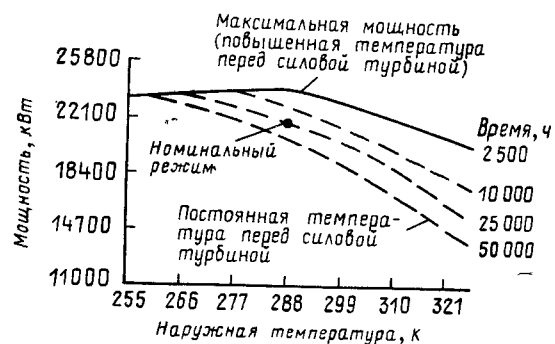


Рис. 41. Соотношение между эффективной мощностью, температурой газа на входе в силовую турбину и временем работы между ремонтами высокотемпературной части ГТУ LM 2500

росов до 25 млн^{-1} . Для дальнейшего снижения применяют другие способы, в частности, селективный каталитический способ.

С целью повышения экономичности и мощности применяется впрыск пара в установках типа STIG, рассмотренных в разделе II.

Как указано в разделе II, фирма Westinghouse и фирмы, с ней сотрудничающие, выпускают весьма экономичные ГТУ на базе ГТУ типа W 501. Наиболее мощная и экономичная модификация этой установки ГТУ типа MW-501F

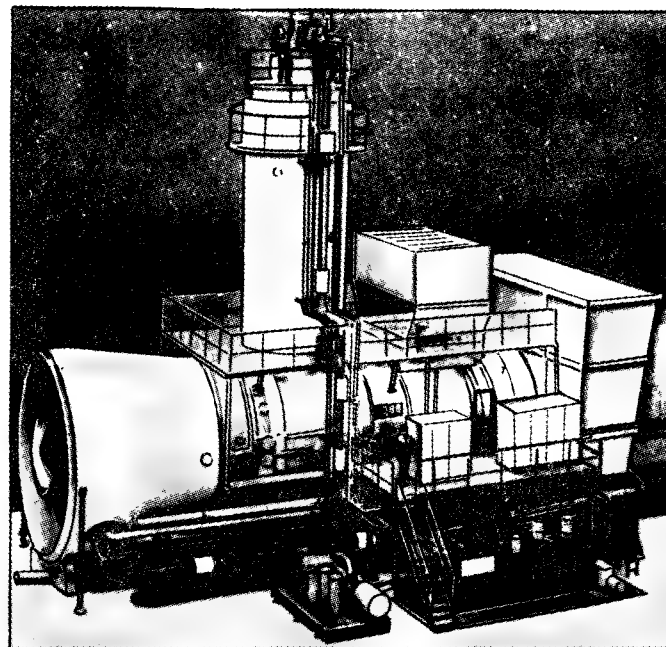


Рис. 42. Внешний вид ГТУ типа 13 фирмы ABB

[73]. В ней объединены достоинства одновальной ГТУ типа W 501 D 5, выпускаемой фирмой Westinghouse с 1975 г. и отличающейся низким уровнем выбросов оксидов азота, с эффективным охлаждением турбины, примененным в более поздних установках типа MF-111A и MF-111B фирмы Mitsubishi. Эти ГТУ имеют мощности соответственно 12,6 и 14,6 МВт. Благодаря применению эффективного охлаждения обеспечена длительная работа ГТУ при $T_r = 1523 \text{ K}$. Эти установки также приспособлены для работы в составе ГПУ [133].

В ГТУ MW-501F $T_r = 1533 \text{ K}$. Максимальная мощность новой ГТУ 145 МВт при частоте вращения 3600 мин^{-1} , КПД 34%. Расход воздуха в установке $G = 414 \text{ кг/с}$, $\pi = 14,2$, температура ОГ 845 K. Конструктивно установка выполняется по традиционным для фирмы Westinghouse принципам: она одновальная, имеет осевой выпускной патрубок и отбор мощности со стороны входа в компрессор. ГТУ может работать на природном газе или на синтетическом газе, полученном из каменного угля. Пуск первой ГТУ намечен на 1990 г.

Таблица 16

Основные показатели ГТУ фирмы ABB [79, 82, 83]

Год начала выпуска	Тип ГТУ	Частота тока электрогенератора, Гц	Мощность ГТУ, МВт		КПД ГТУ, %
			базовая	пиковая	
1983	GT13E	50	143,6	155,9	33,5
1970	GT13	50	98,2	107,3	32,1
1987	GT11N	60	81,6	88,9	32,3
1971	GT11	50/60	71,9	78,2	31,1
1984	GT8	50/60	47,1	50,7	31,6
нет сведений	GT9	50/60	34,5	37,4	27,8

ГТУ мощностью 190 МВт при $T_r = 1533$ К разработана также фирмой Toshiba (Япония). Расход воздуха в 17-ступенчатом компрессоре этой ГТУ составляет 590 кг/с, $\pi = 14$. После 7-ой, 10-ой и 14-ой ступеней выполнены отборы воздуха на охлаждение деталей турбины; лопатки охлаждаются до температуры 1020 К. В КС осуществляется двухступенчатое сжигание топлива при температуре ниже 1970 К, что обеспечивает небольшие выбросы оксидов азота [134].

Фирма ABB выпускает ГТУ, основные показатели которых приведены в табл. 16.

ГТУ фирмы имеют традиционные конструктивные особенности: сварные двухопорные роторы из стали ферритного класса, сварно-литые корпуса, индивидуальные крупногабаритные выносные, вертикально расположенные КС. Внешний вид одной из ГТУ приведен на рис. 42. ГТУ одновальная, ротор компрессора и турбины вращается в двух опорах. Турбинная часть ротора изготовлена из кованных дисков, сваренных между собой. Первые две ступени турбины охлаждаются воздухом; лопатки первой ступени имеют покрытия, предотвращающие коррозию металла.

Несмотря на некоторую массивность конструкции, ГТУ обладают высокими пусковыми свойствами: из холодного со-

стояния быстрый пуск производится всего за 7,5 мин, а при нормальном нагружении - за 14,5 мин. Система регулирования установки (система DECONTIC) электронная, имеет различные логические уровни контроля и управления, может функционировать либо с пульта управления, либо полностью автоматически. Система защиты работает независимо от уровня контроля и управления. Для ГТУ последних выпусков применяется программируемая система контроля и управления, называемая EGATROL 5, основой которой является микропроцессор BBC-PROCONTROL с избыточностью, обеспечивающей безопасность работы ГТУ.

КС установок фирмы приспособлены для сжигания широкого ряда жидких и газообразных топлив; известно, например, что на станции Ryadh 8 (Саудовская Аравия) 20 ГТУ типа GT 11 работают только на сырой нефти, хотя и приспособлены для сжигания попутного или природного газа.

Более 760 ГТУ фирмы ABB работают в 52 странах мира. Диапазон мощностей выпускаемых фирмой ГТУ весьма широк - от 8-20 МВт (установки типов Mars и ST35-Jupiter) до 30-150 МВт (установки указанных в табл. 16 типов). Они приспособлены для работы в базовом и пиковом режимах, для привода электрогенераторов с частотой 50 или 60 Гц, для энергетики и промышленных предприятий, в системах совместной выработки электрической и тепловой энергии, в комбинированных установках или для привода механизмов. В 1987 г. фирма имела заказы более чем на 120 ГТУ от электрических компаний Северной и Южной Америки и Саудовской Аравии, в основном с частотой вращения 3600 мин⁻¹. ГТУ моделей GT9, GT11 и GT13 продаются фирмой уже в течение 15 лет.

Фирмы Siemens, KWU в настоящее время разрабатывают новый ряд ГТУ - высокотемпературные установки трех моделей: V 64,3, V 84,3 и V 94,3, предназначенные для работы в различных условиях: в режиме пиковых нагрузок, базовых нагрузок и в составе комбинированных установок. Мощность установки V 64,3, при работе в режиме базовых нагрузок 60 МВт, в режиме пиковых нагрузок 65 МВт. КПД ГТУ при работе в базовом режиме 33,3%. Соответствующие параметры ГТУ V 84,3 - 142 МВт, 154 МВт и 34,6%; установки V 94,3 - 204 МВт, 222 МВт, 34,6%. ГТУ могут использовать топлива различного качества и степени очистки: легкое и тяжелое нефтяное топливо, природный газ и газ, полученный из угля, с

различной теплотой сгорания. Начало стендовых испытаний установок было намечено на середину 1989 г. ГТУ моделей V 84.3 и V 94.3 получены как увеличенные в масштабах установки из исходной ГТУ модели V 64.3. Проточные части турбомашин получены путем геометрического моделирования. КС таким образом получаться не могут, поэтому их конструкции отличаются числом жаровых труб: в установке V 64.3 их три, в V 84.3 – шесть, в V 94.3 – восемь. Установки одновалные, включают 17-ступенчатые осевые компрессоры и 4-ступенчатые турбины. Начальная температура газов $T_r = 1423$ К – это на 70 К выше, чем в выпускаемых установках V 94.2 и V 84.2. Увеличение π до 16-и по сравнению с $\pi = 10,7$ в ГТУ V 94.2 и V 84.2 достигнуто без увеличения числа ступеней компрессора. Первые четыре направляющие аппарата компрессора выполнены поворотными и регулируются при пусках и работе в составе ПГУ для сохранения экономичности при снижении нагрузок.

Топливо сжигается в двух крупногабаритных выносных КС, расположенных горизонтально по бокам ГТУ. Для снижения выбросов оксидов азота разработана горелка с регулируемой подачей первичного и вторичного воздуха.

В турбине лопатки семи из 68 рядов выполнены охлаждаемыми; для повышения эффективности охлаждения первой ступени воздух, подаваемый к ней, предварительно охлаждается с 670 до 420 К во внешнем теплообменнике.

В разделе II указывалось, что проявляется интерес к созданию ГТУ и ПГУ малой мощности, в частности, упоминались две ГТУ, на базе которых фирма Ruston предполагает создавать комбинированные установки: ГТУ типа Niggisape (или RH) и типа Turhoop (или RM). Представители фирмы утверждают, что обе ГТУ являются более эффективными и менее дорогостоящими, чем установка аналогичного класса мощности, имеющиеся на мировом рынке [99].

Установка RH имеет номинальную мощность 1550 кВт при работе в базовом режиме (с учетом потерь давления на входе, выходе и при температуре окружающей среды 288 К). КПД установки выше 25% при работе на природном газе.

Установка RM номинальной мощностью 3800 кВт (также при базовой нагрузке и при тех же условиях) имеет более высокий КПД – он достигает 30%, что для ГТУ сравнительно небольшой мощности, работающей по простейшему

циклу, следует считать высоким значением.

Ожидалось, что удельная стоимость установки RH должна быть на уровне 450 долл./кВт, а установки RM – порядка 350 долл./кВт.

Установки RH и RM по существу дополняют ранее спроектированные выпускаемые фирмой установки TA 1750 мощностью 1280 кВт и TB 5000 мощностью 3670 кВт. В отличие от этих установок, которые выполнены двухвалными, новые установки одновалные. Обе установки имеют КС, в которых производится впрыск воды или пара с целью подавления образования оксидов азота; предполагается, что эта мера позволит удовлетворить современным и перспективным требованиям к чистоте отработавших газов.

Для получения сравнительно высоких показателей установки RH и RM имеют относительно высокие π (соответственно 9,2 и 12,8) и T_r (1407 и 1326 К). В установке RH воздушное охлаждение имеет только сопловой аппарат первой ступени, а в установке RM – и сопловые, и рабочие лопатки первой ступени (аналогично тому, что и в выпускаемой с 1981 г. ГТУ типа Tornado).

ГТУ RH выполнена с центробежным компрессором и двухступенчатой осевой турбиной, с кольцевой КС и обратным потоком, приспособленной для сжигания жидкого или газообразного топлива. Частота вращения ротора 27 245 мин⁻¹ снижается редуктором до 1500 или 1800 мин⁻¹ (в зависимости от частоты тока – соответственно 50 или 60 Гц). Привод электрогенератора осуществляется с переднего торца вала ГТУ. Масса установки около 13,5 т, ширина 2 м, высота 2,4 м, длина 5,8 м (вместе с электрогенератором).

ГТУ RM включает 10-ступенчатый осевой компрессор, приводимый двухступенчатой осевой турбиной. Установка имеет 6 КС с обратным потоком воздуха, также приспособленных для сжигания различных видов топлива. Мощность передается с вала ГТУ, имеющего частоту вращения 16 570 мин⁻¹, на вал электрогенератора через редуктор, понижающий частоту вращения до 1500 или 1800 мин⁻¹. Редуктор встроен в конструкцию ГТУ, через него осуществляется пуск установки, от него отбирается мощность на привод вспомогательных агрегатов. Привод электрогенератора – с переднего торца вала. Масса ГТУ 32,5 т, ширина 2,4 м, высота 2,9 м, длина около 8,7 м.

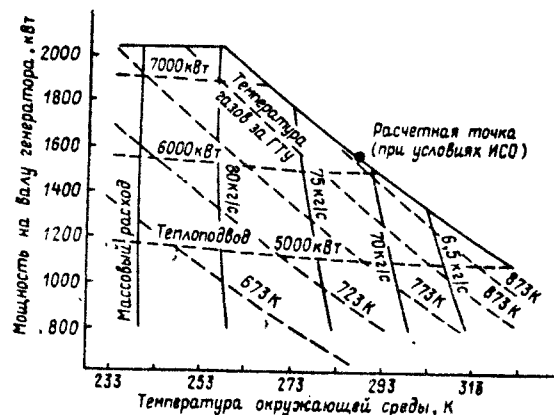


Рис. 43. Характеристика ГТУ типа Nupiscane (RH) фирмы Ruston (построена с учетом КПД редуктора 98,5%, КПД электрогенератора 95%, сопротивлении на входе 100 мм вод. ст. и на выходе 200 мм вод. ст.)

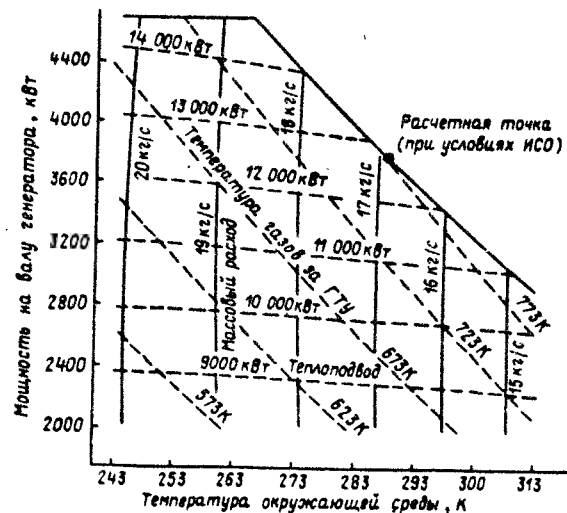


Рис. 44. Характеристика ГТУ типа Turboon (RM) фирмы Ruston (построена с учетом КПД редуктора 98,2%, КПД электрогенератора 97%, сопротивлении на входе 100 мм вод. ст. и на выходе 200 мм вод. ст.)

Обе установки снабжаются системой управления и контроля с микропроцессором; система спроектирована и изготовлена отделением Rustronic Control Division фирмы Ruston.

Характеристики установок RH и RM приведены соответственно на рис. 43 и 44. Они показывают зависимость между электрической мощностью генератора, температурой окружающей среды, расходом воздуха через ГТУ, подводимой с топливом теплотой и температурой ОГ ГТУ. Они могут служить основанием для выбора параметров теплоутилизующего контура и создания ГПУ.

В разделе III рассмотрены ПГУ, в которых уголь одним из известных способов проходит газификацию, и продукты газификации используются как топливо в КС ГТУ. Вместе с тем, продолжают попытки применить уголь в том или ином виде непосредственно в ГТУ, минуя процесс газификации. Известно, что такие попытки делаются уже в течение более чем 30 лет, однако пока к успеху не привели.

Начиная с 1982 г. Министерство энергетики США через Энерготехнологический центр проводит исследование возможностей применения угля в тепловых энергоустановках, в частности, в ГТУ [102]. Основная цель программы исследования – разработка технологической (в широком смысле) базы для создания ГТУ на угле, удовлетворяющих требованиям к чистоте ОГ и конкурентоспособных со способами получения энергии, использующими другие топлива. За последние 5–10 лет в США не только был сделан шаг вперед в освоении способов использования угля в ГТУ, но и выполнен ряд принципиально важных исследований, позволивших уверенно продолжать разработки. К таким исследованиям можно отнести следующие.

1. Исследование процессов отложений на профильных частях лопаток, установленных в предварительно очищенном потоке продуктов газификации угля. Исследования дали обнадеживающие результаты: нарастание отложений было минимальным.
2. Исследование процессов горения водоугольных суспензий или сухой угольной пыли, при которых были достигнуты высокие степени выгорания за короткое время.
3. Разработка методов удаления серы из продуктов сгорания перед турбиной.
4. Продолжающиеся исследования в области фильтрации и сбора частиц в высокотемпературных потоках продуктов сго-

рания. Показана возможность осуществления таких процессов в потоках газов с температурами до 1640 К.

На основании полученных результатов Министерством энергетики США сделан вывод о возможности появления на рынке надежных ГТУ на угле в 90-х годах.

Программа США разработки ГТУ на угле делится на три части: прикладные исследования, разработка узлов и испытания системы в целом. Прикладные исследования и предварительная разработка узлов ведутся в США с 1982 г. В 1986 г. были заключены контракты Министерства энергетики с фирмами GE, Westinghouse, Allison и Solar на разработку ГТУ. Эти контракты рассматриваются как результат всех исследований и разработок, при их осуществлении промышленность должна получить достаточный объем сведений переходе от стадии концептуальных изучений к разработке коммерчески пригодных установок.

В соответствии с контрактами эти фирмы основные усилия в последнее время сосредоточили на предварительных проектных разработках ГТУ, на выяснении потребностей рынка и на проведении начальных испытаний узлов. Были определены характеристики топлива, их стоимость, разработаны КС и принципы очистки продуктов сгорания.

Ближайшие задачи фирмы видят в испытаниях разработанных КС, систем очистки продуктов сгорания, а также в разработке систем подавления образования токсичных компонентов. Наиболее перспективные технические решения должны быть доведены до изготовления установок в уменьшенных масштабах и до их испытаний при температурах и давлениях, характерных для выбранных фирмами двигателей. Многие из узлов этих систем уже отработаны и показали хорошие результаты, однако работоспособность всей системы в целом пока еще не подтверждена и ее достижение является главной задачей на ближайшую перспективу.

Из предыдущих разделов следует, что в качестве паротурбинных частей ПГУ, как правило, выбираются стандартные ПТ, выпуск которых налажен промышленностью. Эти ПТ имеют высокие КПД, обеспечивают при работе в составе ПТУ уровни удельного расхода топлива, которые мало изменяются по годам разработок. По данным [135], удельный расход условного топлива на производство электроэнергии лучшими энергоблоками мощностью 300–800 МВт составляют: с турбинами ЛМЗ 314–319 г/(кВт. ч) турбинами США 318–326 г/(кВт. ч), турбинами Японии 318–326 г/(кВт. ч).

КПД влажнопаровых турбин с начальной температурой пара до 570 К составляют 32–36%. КПД ПТУ на перегретом паре при начальной температуре 700–910 К достигает 36–47% (максимальное значение относится к ПТУ с двойным промежуточным перегревом пара). В настоящее время эксплуатируются более 270 ПТУ с закритическими начальными параметрами, 25 из них имеют начальную температуру пара более 870 К.

В последние десятилетия начальные параметры пара стабилизировались на уровне 810 К и 18–24 Мпа с использованием в большинстве случаев однократного промежуточного перегрева пара. Вместе с тем в последние годы явно обозначилась тенденция освоения более высоких начальных параметров и внедрения двухкратного промежуточного перегрева [136]. Уже реализуются такие параметры, как 870–920 К и свыше 30 МПа. Повышение параметров до такого уровня позволит наиболее полно реализовать достоинства бинарных ПГУ большой мощности без дополнительного сжигания топлива за ГТУ, применить высокотемпературные ГТУ и получить КПД ПГУ, существенно превышающие 50%.

Ведутся некоторые разработки ПТ, предназначенных специально для ПГУ. Рассмотренная в разделе II перспективная комбинированная установка фирмы Solar суммарной электрической мощностью 13,4 МВт включает паровую турбину типа HP-5000 новой перспективной конструкции, и именно в основном с ее использованием фирма связывает высокую эффективность всей системы преобразования энергии. Поэтому целесообразно рассмотреть основные особенности этой турбины.

Турбина отличается, в целом, низкой стоимостью изготовления и высокой экономичностью, обусловленной использованием пара высокого давления и высокой температуры. Для реализации поставленных задач специалисты фирмы применили газотурбинную технологию: высокие окружные скорости ротора, конструкцию, выдерживающую высокие температуры рабочего тела, малый диаметр, осевую симметрию и современные материалы, используемые обычно для газовых турбин. Применены также технологические методы изготовления, характерные для деталей и узлов газовых турбин, включая существующее станочное оборудование.

Паровая турбина HP-5000 выполнена двухступенчатой, высокооборотной: частота вращения ее ротора 15 000 мин⁻¹, что позволяет применить оправдавшую себя конструкцию планетарного редуктора, применяемого обычно для ГТУ. Редук-

тор с эпициклическим зацеплением колес понижает частоту вращения ротора турбины до частоты вращения ротора электрогенератора, т.е. до 1800 мин⁻¹. Подшипниковые узлы и уплотнения ротора приняты такими же, как и в ГТУ типа Centaur фирмы Solar.

Первая ступень ПТ активного типа с тангенциальным подводом пара, с геометрией сопл, обеспечивающей подвод пара по всей длине окружности. Диск первой ступени имеет диаметр 406 мм; на периферии в нем выполнены "карманы", соответствующие активному типу облопачивания. Вторая ступень реактивная.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализ состояния и перспектив развития энергетических и промышленных комбинированных установок с ПТ и ГТ показал, что уже на современном уровне развития науки, техники и технологии такие установки могут успешно конкурировать с другими видами энергетического оборудования благодаря высокой топливной экономичности, относительно низким капитальным затратам, высокой надежности, хорошей маневренности, низкому уровню токсичности отработавших продуктов сгорания. В условиях СССР наиболее важным стимулом для внедрения ПГУ является безусловная необходимость сжигать с максимальной эффективностью планируемое для энергетики большое количество природного газа, развивать энергосберегающие технологии.

2. Из всего многообразия термодинамических циклов, тепловых схем и параметров при создании ПГУ имеется возможность выбирать на основе математического моделирования оптимальные сочетания всех факторов, обеспечивающие наибольший КПД или наименьшие приведенные затраты. Математическое моделирование ПГУ с высокотемпературными газовыми турбинами позволяет определять оптимальные значения параметров ГТУ, входящей в ПГУ, с учетом особенностей систем охлаждения.

3. За последние годы за рубежом основное и достаточно широкое применение находили и находят бинарные ПГУ единичной мощностью до 800 МВт, с большой долей газотурбинной мощности (50–70%), КПД которых достигает 50%. Выпуск таких установок осуществляют многие ведущие зарубежные фирмы. В настоящее время общая мощность таких ПГУ достигает 40 млн. кВт. Создаются ПГУ этого типа с высокой начальной температурой газа перед турбиной, КПД

которых должен достигать 55%. Бинарные ПГУ целесообразно применять не только с конденсационной паротурбинной частью, но и на ТЭЦ с отпуском теплоты из отборов паровой турбины. КПД таких ТЭЦ в конденсационном режиме достигает 45–50%.

4. Одним из направлений экономически обоснованного внедрения ПГУ является замена ими устаревшего энергетического оборудования на электростанциях и промышленных предприятиях. При таком внедрении обеспечивается быстрое наращивание мощностей, улучшение экономических показателей, решение экологических проблем.

5. Перспектива расширения применения ПГУ в энергетике в период после 1995 г. связана с использованием в них угля. На основе опыта, полученного при эксплуатации нескольких ПГУ с внутрицикловой газификацией угля, считается, что такие ПГУ, конкурентоспособные с традиционными ПТУ, могут быть созданы при уже достигнутом уровне газотурбостроения и газификации. При повышении параметров газа в ГТУ показатели таких ПГУ будут существенно выше показателей паротурбинных блоков на пылеугольном топливе.

6. Наиболее заметное расширение использования ПГУ за рубежом наблюдалось в системах совместной выработки электрической и тепловой энергии, в которых теплота (обычно в виде пара) используется для промышленных целей. Такие системы характеризуются высокой экономичностью и низкими капитальными затратами, они особенно целесообразны при замене устаревшего энергетического оборудования на промышленных предприятиях.

7. За рубежом ПГУ устанавливаются на компрессорных станциях магистральных газопроводов, что значительно снижает расход природного газа на собственные нужды станций. Расчеты, проведенные применительно к газопроводу "Союз", показали целесообразность применения ПГУ на отечественных газопроводах.

8. Показатели ПГУ и эффективность использования в них ГТУ существенно зависят от параметров, КПД и удельной мощности ГТУ. Повышение температуры продуктов сгорания перед газовыми турбинами и совершенствование турбомашин, обеспечивающие повышение КПД ГТУ, позволяют увеличивать долю мощности ГТУ в комбинированных установках, повысить удельную мощность всей ПГУ. Зарубежные фирмы постоянно ведут комплексные разработки, направленные, в первую очередь, на освоение высоких температур газа перед турбинами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Доброхотов В.И. Основные направления экономии топлива на тепловых электростанциях//Теплоэнергетика.—1985.—№9.—С.2—5.
2. Жимерин Д.Г., Доброхотов В.И. Основные направления экономного расходования топливо—энергетических ресурсов в СССР на ближайшую перспективу//Рациональное использование и экономичное расходование топлива и энергии/Симпозиум СССР и ФРГ, 1983.—М., 1983.—182 с.
3. Ольховский Г.Г. Перспективные ПГУ для крупных электростанций//Теплоэнергетика.—1985.—№9. С.5—12. См. также РЖ*, 1986, 1.49.1.
4. Ольховский Г.Г. Газовые турбины и парогазовые установки за рубежом//Теплоэнергетика.—1988.—№11.—С.70—75. См. также РЖ, 1989, 1.49.7.
5. Bobbi M.A. Land and marine gas turbine aftermarket opportunity//Turbomach. Int.—1986.—27, №6.—Р.33—35.
6. Billion dollars market projected//Turbomach. Int.—1987.—28, №4.—Р.16. См. также РЖ, 1988, 2.49.100.
7. Горин В.И., Дьяков А.Ф., Ольховский Г.Г. Парогазовые установки—кардинальный путь развития энергетики//Теплоэнергетика.—1988.—№11.—С.2—6. См. также РЖ, 1989, 1.49.3.
8. Hedman Bruce A., Gillette Ferry L., Hub Kenneth A., Buehring William A. Potential for natural gas—fired combined cycle power generation in the United States//Int. Gas Res., Conf., Washington, D.C., Sept.10—13, 1984.—Rockville, Md., 1985.—Р.826—935. См. также РЖ, 1987, 11.49.175.
9. Daeubler N.K., Tandon V.C., Myers G.A. Availability and performance improvement for combustion turbines and combined cycle power plants//Proc. Amer. Power Conf., v. 46: 46th Annu. Meet., Chicago, Ill., Apr.24—26, 1984.—Chicago, Ill., 1984.—Р.243—249. См. также РЖ, 1986, 4.49.170.
10. Allen R.P., Kovacic J.M. Gas turbine cogeneration principles and practice//Trans. ASME: J. Eng. Gas Turbines and Power.—1984.—106, №4.—Р.725—730. См. также РЖ, 1985, 4.49.2.
11. Combined cycle developments aim for higher efficiency, lower emissions//Int. Power Generation.—1987.—10, №8.—Р.20, 21.
12. Vadas Z. Les turbines a cycle combine dans les stations de compression//Gas aujourd'hui.—1985.—109, №4.—Р.111—114. См. также РЖ, 1985, 9.49.125.
13. Thumann Albert, New trends impacting on cogeneration project development//Diesel and Gas Turbine Worldwide.—1988.—20, №4.—Р.14. См. также РЖ, 1988, 11.49.1.
14. Cogen additions of 46,475 MW by 2005 projected in new study//Cogeneration.—1987.—4, №6.—Р.7—11.
15. Арсеньев Л.В., Тырышкин В.Г. Комбинированные установки с газовыми турбинами.—Л.: Машиностроение, Ленингр. отд.—ние, 1982.—247 с.
16. Ольховский Г.Г., Чернецкий Н.С., Святлов В.А., Трушин С.Г. Перспективные ПГУ для крупных электростанций//Теплоэнергетика.—1985.—№9.—С.5—12.
17. Эль—Масри. Термодинамика газотурбинных циклов. ч.1. Анализ бинарных циклов на основе второго закона термодинамики//Энерг. м— и установки.—1985.—№4.—С.45—55.
18. Cerri G., Arsuffi G. Steam—injecting gas turbine integrated with a self—production demineralized water thermal plant//Trans. ASME: J. Eng. Gas Turbines and Power.—1988.—110, №1.—Р.8—16. См. также РЖ, 1988, 6.49.10.
19. Digumathi R., Chang—Nan Chang. Cheng—Cycle implementation on a small gas turbine engine//Trans. ASME: J. Eng. Gas Turbines and Power.—1984.—106, №3.—Р.699—702. См. также РЖ, 1985, 1.49.128.
20. Bellofatto Oreste, Pessina Arturo. New CCGT plants for district heating using advanced AFBC technology//ASME [Pap.].—1988.—№GT—121, Р.1—6. См. также РЖ, 1988, 12.49.8.
21. Johnson D.G. Moglichkeiten der Kombi—Kraftwerke mit Hochtemperatur—Gasturbinen//Vortr. Kraftwerke, 1981.—Essen, s.a.—S.134—140. См. также РЖ, 1984, 6.49.15.
22. Burnside B.M. A simplified immiscible liquid dual pressure cycle for gas turbine waste heat recovery//Trans. ASME.—1982.—104, №4.—Р.723—728. См. также РЖ, 1983, 4.49.7.
23. Kalina A.I. Combined—cycle system with novel bottoming cycle//Trans. ASME: J. Eng. Gas Turbines and Power.—1984.—106, №4.—Р.737—742. См. также РЖ, 1985, 4.49.11.
24. Kalina A. Utility—scale combined—cycle power systems with Kalina bottoming cycles//Trans. Amer. Nucl. Soc.—1987.—54.—Р.4. См. также РЖ, 1989, 3.49.11.
25. Stambler I., Kalina A. ready to start tests of a 3 MW sized plant early next year//Gas Turbine World.—1988.—18, №1.—Р.37—38.

*) РЖ означает Реферативный журнал ВИНТИ, выпуск "Турбостроение"; далее следует год издания, номер и шифр выпуска и номер реферата.

26. Claim Kalina cycle could save cogens 2 billion dollars a year// Cogenation.—1986.—3, №1.—P. 8.
27. Rice I.G. The reheat gas turbine combined cycle// Mech. Eng.—1982.—104, №4.—P. 46—57.
28. Райс, Дженкинс. Сравнение бинарного цикла с высокотемпературной газовой турбиной с промежуточным подогревом газа и бинарного цикла с высокотемпературной газовой турбиной без промежуточного подогрева газа//Энерг. м-ны и установки.—1982.—№1.—С. 108.
29. Райс. Термодинамическая оценка циклов совместной выработки тепла и электроэнергии в газотурбинных установках. Ч. II. Расчет сложных циклов//Энерг. м-ны и установки.—1987.—№1.—С. 10—20.
30. Negri di Montenegro G., Bettocchi R., Cantore G., Naldi G. Performance levels obtainable from steam—gas turbine combined cycles//ASME [Pap.].—1988.—№ GT 48.—P. 1—8. См. также РЖ, 1988, 12.49.7.
31. Эль-Масри. Термодинамика газотурбинных циклов. Ч.3. Термодинамические возможности и ограничения показателей комбинированных циклов с ГТУ, имеющими промежуточный подогрев и охлаждаемые турбины/Энерг. м-ны и установки.—1986.—№1.—С. 99—113.
32. Эль-Масри. Термодинамика газотурбинных циклов. Ч. 2. Модель процесса расширения в охлаждаемые турбинах//Энерг. м-ны и установки.—1986.—№1.—С. 89—98.
33. Kawaike K., Kobayashi N., Ikeguchi T. Effect of new blade cooling system with minimized gas temperature dilution on gas turbine performance//Trans. ASME: J. Eng. Gas Turbines and Power.—1984.—106, №4.—P. 756—764. См. также РЖ, 1985, 4.49.24.
34. Бумарсков А.О., Каплан М.П., Поволоцкий Л.В., Торчинский В.С., Балашов Ю.А., Остапчук Ю.А. Высокотемпературная газотурбинная установка с водяным охлаждением для экономичных ПГУ//Теплоэнергетика.—1985.—№9.—С. 31—36.
35. Hiraoka Katsuhide, Morishita Teruo, Kau Susumu. Термодинамические параметры ГТУ с промежуточным подогревом при применении водорода как топлива//Сэмпаку гидзюцу хококу, Pap. Ship Res. Inst.—1987.—24, №3.—С. 219—238. См. также, 1988, 6.49.11.
36. Water injection can add 50% to gasturbine power//Gas Turbine World.—1987.—17, №3.—P. 34—36, 41.
37. El-Masri M.A. A modified, high—efficiency, recuperated gas—turbine cycle//Trans. ASME: J. Eng. Gas Turbines and Power.—

- 1988.—110, №2.—P. 233—242. См. также РЖ, 1988, 11.49.148.
38. Manfrida G., Bosio A. Comparative exergy analysis of STIG and combined—cycle gas turbines//Proc. 23rd Intersoc. Energy Conv. Eng. Conf., Denver Colo., July 31—Aug. 5, 1988, V.1—New York, 1988.—P. 391—397. См. также РЖ, 1989, 4.49.31.
39. Jeffs E. Big Spring cogen plant rated 190 base and 217 MW peak//Gas Turbine World.—1987.—17, №3.—P. 25—26.
40. Negri di Montenegro G., Bettocchi R., Cantore G., Borghi M., Naldi G. A comparative study on the ways of converting steam power plants to steam—gas combined cycle power plants//Proc. 23rd Intersoc. Energy Conv. Eng. Conf., Denver, Colo., July 31—Aug. 5, 1988, V.1.—New York, 1988.—P. 301—306. См. также РЖ, 1989, 4.49.25.
41. Zhang Shizheng. Performance of the coal fired PFBC gas turbine and steam turbine combined cycles//Гунчэн жэули сюэбао, J. Eng. Thermophys.—1988.—№1.—P. 1—3. См. также РЖ, 1988, 8.49.15.
42. Pak P.S., Suzuki Y. Characteristics and economics of high—efficiency gas turbine cogeneration systems using low BTU gas//Int. J. of Energy Res.—1989.—13.—P. 363—372.
43. Precious R.W., Pasba Akber. The design of gas turbine heat recovery systems//Int. Power Gen.—1984.—7, №7.—P. 38—41. См. также РЖ, 1985, 3.49.9.
44. The 1299—MW Trakya combined—cycle power plant//ABB Rev.—1988.—№1.—P. 29—34. См. также РЖ, 1989, 1.49.172.
45. PREFACE computer program for preliminary cogeneration analysis//Turbomach. Int.—1984.—25, №6.—P. 12. См. также РЖ, 1985, 4.49.10.
46. Estey P.N., Jabbour S.J., Connolly T.J. A model for sizing cogeneration systems//19th Intersoc. Energy Convers. Eng. Conf., San Francisco, Calif., 19—24 Aug., 1984, V.2.—San Francisco, Calif., 1984.—P. 967—972. См. также РЖ, 1986, 2.49.6.
47. Sandner T. Berechnung von thermischen Kreisprozessen mit Hilfe von Lösungsmethoden für nichtlineare Gleichungssysteme: Diss. Dokt.—Ing.—Fak. Maschinenw. Techn. Univ. München, 1988.—172 с. См. также РЖ, 1989, 6.49.189Д.
48. Gas turbine CHP advisory service//Diesel and Gas Turbine Worldwide.—1985.—17, №5.—P. 48. См. также РЖ, 1986, 3.49.152.
49. Negri di Montenegro G., Bettocchi R., Cantore G., Borghi M., Naldi G. A steam—gas combined plants optimization//21st

- Intersoc. Energy Conv. Eng. Conf., San Diego, Calif., Aug. 25-29, 1986, V.1.—Washington, 1986.—P.129-135. См. также ПЖ, 1987, 6.49.11.
50. Somasundaram S., Propp A.C., Bolander J.N., Turner W.D. Using CELCAP computer modelling for engineering and economic analyses of cogeneration systems//Turbomach. Int.—1988.—29, №2.—P.29-32. См. также ПЖ, 1988, 11.49.6.
 51. Tsujikawa Y., Tsukamoto Y. Optimization of hydrogen fueled gas turbine—steam turbine combined cycle//Int. J. Hydrogen Energy.—1988.—13, №2.—P.103-109. См. также ПЖ, 1988, 7.49.4.
 52. Wu Chuan Shao, Louis J.F. A comparative study of the influence of different means of cooling on the performance of a combined (gas and steam turbines) cycle//Trans. ASME: J. Eng. Gas Turbines and Power.—1984.—106, №4.—P.750-755. См. также ПЖ, 1985, 4.49.9.
 53. Sala J.M., Vian J.G. Optimum running conditions for a gas turbine cogeneration system//Heat Recovery Syst. and CHP.—1988.—3, №5.—P.411-418.
 54. Introducing the "GT Pro" solution to combined cycle and cogeneration design on personal computers//Cogeneration.—1988.—5, №3.—(вст.).
 55. Манушин Э.А. Газовые турбины: проблемы и перспективы.—М.: Энергоатомиздат, 1986.—168 с.
 56. Фаворский О.Н., Ольховский Г.Г. Состояние и перспективы развития газотурбинных установок для советской энергетики//Теплоэнергетика.—1987.—№6.—С.2-5.
 57. Ольховский Г.Г. Парогазовые установки в энергетике Японии//Теплоэнергетика.—1987.—№6.—С.68-72.
 58. Парогазовые установки за рубежом//Теплоэнергетика.—1985.—№9.—С.68-74.
 59. Boyce M.P., Meher-Hony'i C.B., Focke A.B. An overview of cogeneration technology—design, operation and maintenance//Proc. 13th Turbomach. Symp. Houston, Tex. Nov. 13-15, 1984.—College station, Tex., 1984.—P.3-24. См. также ПЖ, 1987, 6.49.5.
 60. Jeffs E. CHP and offshore projects boost gasturbine market//Gas Turbine World.—1988.—18, №1.—P.13-14. См. также ПЖ, 1988, 10.49.147.
 61. Gas Turbine World performance Specs. V.9, Jan. 1988//A Pequot Publication.—1988.—P.1-42.
 62. Stieg J., Kalejs M.P., Mathias R.W. Western Farmers Combined-cycle plant: a success story//Proc. Amer. Power Conf. Vol. 45:45th Annu. Meet. Chicago Ill. Apr. 18-20, 1983.—Chicago, 1983.—P.383-389. См. также ПЖ, 1985, 4.49.154.
 63. Modular combined cycles//Gas Turbine World.—1984.—14, №6.—P.35. См. также ПЖ, 1985, 6.49.162.
 64. STAG 106 plant in China//Turbomach. Int.—1987.—28, №2.—P.52. См. также ПЖ, 1987, 11.49.166.
 65. Tomlinson L.O., Roderick J.M. Tepco 2000 MW combined cycle plant fully commissioned//Diesel and Gas Turbine Worldwide.—1989.—21, №2.—P.26,28,30. См. также ПЖ, 1989, 9.49.118.
 66. Smith S.S. Aeroderivative gas turbine performance. emissions and STIG//Turbomach. Int.—1989.—№1.—P.21-31. См. также ПЖ, 1989, 9.49.120.
 67. Calina J.L., Fortune Jr. H.J., Soroka G.E. Repowering Chesterfield 1 and 2 with combined cycle//Trans. ASME: J. Eng. Gas Turbines and Power.—1988.—110, №2.—P.214-219. См. также ПЖ, 1988, 11.49.147.
 68. GE to build Oklahoma gas-fueled, combined cycle plant//Turbomach. Int.—1987.—28, №7.—P.12. См. также ПЖ, 1988, 6.49.125.
 69. GE awarded turnkey contracts for 75 million dollars cogen systems//Cogeneration.—1987.—4, №6.—P.8-9.
 70. Bisseaud J.M. Utility planners, think gas turbines//Gas Turbine Congr. Deauville, 1984.—Paris, s.a.—P.7/1-7/10. См. также ПЖ, 1985, 3.49.91.
 71. Lugand P. Design and construction of VEGA combined cycle powerplants//Diesel and Gas Turbine Worldwide.—1986.—18, №2.—P.23-24. См. также ПЖ, 1986, 8.49.137.
 72. Jeffs E. Shantou 103,5 MW combined cycle on-line in less than two years//Gas Turbine World.—1988.—18, №4.—P.8-9.
 73. Scalzo A.J., McLaurin L.D., Howard G.S., Mori Y., Hiura H., Sato T. Low NO_x emission from advanced gas turbines//Mod. Power Syst.—1988.—8, №9.—P.82-85. См. также ПЖ, 1989, 2.49.137.
 74. Scalzo A.J., McLaurin L.D., Howard G.S., Mori Y., Hiura H., Sato T. A new 150-MW high-efficiency heavy-duty combustion turbine//Trans. ASME: J. Eng. Gas Turbines and Power.—1989.—111, №2.—P.211-217.
 75. Jeffs E. Tokyo Congress highlights efficiency and NO_x control//Gas Turbine World.—1984.—14, №1.—P.26-28, 30.
 76. Yamagishi K. Development of advanced gas turbines in Japan//Techno Jap.—1987.—20, №12.—P.8-17. См. также ПЖ, 1989, 3.49.144.

77. Takeya K., Yasui H. Performance of the Integrated Gas and Steam Cycle (IGSC) for reheat gas turbines//Trans. ASME: J. Eng. Gas Turbines and Power.—1988.—110, №2.—P. 220–232. См. также ПЖ, 1988, 11.49.149.
78. Stambler I. KHI steam injected M1A-01 base rated at over 1800 kW//Gas Turbine World.—1987.—17, №3.—P. 44, 46.
79. ASEA—Brown Boveri will expand marketing efforts in U.S. and Asea//Cogeneration.—1987.—4, №6.—P. 8.
80. Industrial and Marine gasturbine engines of the world 1985–86, 2nd edition, Gas Turbine World, Southport, Con., USA.
81. Kehlhofer R., Plancherel A. Die Kombinierten Gas/Dampfturbinen—Kraftwerke KA8 und KA13E//Brown Boveri Techn.—1985.—72, №2.—P. 56–63. См. также ПЖ, 1985, 6.49.161.
82. Brown Boveri combined cycles for medium—size utilities//Gas Turbine World.—1986.—16, №1.—P. 30.
83. ASEA Brown Boveri heavy—duty gasturbines: Simple design—numerous applications//Turbomach. Int.—1988–1989.—29, №3.—P. 1/12–1/16. См. также ПЖ, 1989, 3.49.148.
84. Trick G. Cogeneration plants with optimized steam turbines//Turbomachine Int.—1984.—25, №5.—P. 32–40. См. также ПЖ, 1985, 2.49.44.
85. Jeffs E. 140—MW type 13E at over 50% comb cycle efficiency//Gas Turbine World.—1985.—15, №5.—P. 15–17. См. также ПЖ, 1986, 5.49.130.
86. BBC Brown Boveri clinches 2 major U.S. Contracts//Turbomach. Int.—1987.—28, №7.—P. 12. См. также ПЖ, 1988, 6.49.124.
87. Jeffs E. Type 8 CHP plant at Parnis operating at 75% efficiency//Gas Turbine World.—1985.—15, №6.—P. 12–15. См. также ПЖ, 1986, 5.49.98.
88. Placerita combined—cycle gas on—line//Mod. Power Syst.—1988.—8, №9.—P. 73, 75, 77, 79, 81. См. также ПЖ, 1989, 2.49.179.
89. Jacobi C., Koppel W. Gas turbine repowering for Hemweg//Mod. Power Syst.—1988.—8, №5.—P. 61, 63, 65, 67, 71. См. также ПЖ, 1988, 12.49.132.
90. BBC Type 13E turbine on grid in Netherlands//Turbomach. Int.—1987.—28, №7.—P. 33. См. также ПЖ, 1988, 6.49.107.
91. Gasturbine mit voller Leistung//Energie (BBD).—1988.—40, №10.—S. 65. См. также ПЖ, 1989, 1.49.169.
92. Jeffs E. PEGUS complets Type 11 combined cycle conversion//Gas Turbine World.—1987.—17, №3.—P. 27–28, 30, 35.
93. Schiemichen P. Ch. Wertschaftliche und technische Gesichtspunkte mobiler offshore—kraftwerksanlagen bei Kurzen Standzeiten//Vortr. Kraftwerke.—1981. (Essen, s.a.)—S. 141–145. См. также ПЖ, 1984, 6.49.130.
94. A new generation of Siemens/KWU gas turbines//Diesel and Gas Turbine Worldwide.—1989.—21, №1.—P. 37–38. См. также ПЖ, 1989, 8.49.97.
95. Gas— und Dampfturbinen für Mexico//Electrizitätswirtschaft.—1988.—87.—S. 1127. См. также ПЖ, 1989, 3.49.188.
96. Joyce J.S., Leemburg A. Decentralized control and automation of gas turbine and combined—cycle power plants//ASME (Pap.).—1988.—№ GT—221.—P. 1–10. См. также ПЖ, 1988, 12.49.118.
97. Gasturbinenbetrieb Die nachgeschalteten Abhitze—oder Kombikessel machen den Prozess wirtschaftlich—auch bei kleineren Leistungen (<2 MW)//Brenst.—Warme—Kraft.—1988.—40, №11.—S. A1. См. также ПЖ, 1989, 3.49.185.
98. Ruston "RH" now called "Hurricane" to mark first sale//Gas Turbine World.—1988.—18, №1.—P. 39. См. также ПЖ, 1988, 10.49.153.
99. De Biasi V. Ruston working on a pair of small high efficiency engines//Gas Turbine World.—1987.—17, №3.—P. 48–49.
100. Advanced cogeneration systems//Diesel and Gas Turbine Worldwide.—1989.—21, №2.—P. 21–22. См. также ПЖ, 1989, 9.49.121.
101. Kalina A.I., Leibowitz H.M. Kalina cycle promises improved efficiency//Mod. Power Syst.—1987.—7, №1.—P. 19–21. См. также ПЖ, 1987, 12.49.7.
102. Byam Jr. J.W., Recos N.U.S. Department of energy coalfueled gas turbine program: a status report//ASME Pap.—1988.—№ 88—GT—86.—6 pp. См. также ПЖ, 1988, 10.49.149.
103. Кириллов И.И., Ходак Е.А. Современное состояние и перспективы развития парогазовых установок//ИВУЗ. Энергетика.—1984.—№9.—С. 60–71.
104. Альтшулер В.С., Большедворский А.Д. Газификация углей на тепловых электростанциях//Теплоэнергетика.—1988.—№8.—С. 26–30.
105. Jeffs E. Coal fired IGCC plants are at the threshold of commercial application//Gas Turbine World.—1988.—18, №2.—P. 22–23, 25.
106. Combined cycle experience points to wider application//Gas Turbine World.—1987.—17, №4.—P. 14, 17, 18, 22, 25, 26.

107. Pillal K.K. Downtown Stockholm site for first PFBC power plant//Mod. Power System.—1988.—8, №7.—P. 47, 49, 51, 53, 55, 57, 59.
108. Utilities see potential for 5,5 GW of "IGCC" capacity//Gas Turbine World.—1988.—18, №1.—P. 40—41. См. также РЖ, 1988, 10.49.154.
109. Chinese focus interest on efficiency and gasification//Gas Turbine World.—1985.—15, №5.—P. 21—23. См. также РЖ, 1986, 3.49.158.
110. Марков Н.М., Прутковский Е.Н., Корсов Ю.Ш., Чавчанидзе Е.К. Опытнo-промышленная парогазовая установка с внутрицикловой газификацией угля//Теплоэнергетика.—1985.—№9.—С. 18—23. См. также РЖ, 1986, №1.49.166.
111. Stambler I. Closed cycle plant with AFB design near full load test//Gas Turbine World.—1987.—№5.—24—27. См. также РЖ, 1988, 5.49.182.
112. Feasibility of underground-fired coal gasification indicated in early tests//Cogeneration.—1988.—5, №3.—P. 29.
113. Stephenson J.D., Reistad G.M. Analysis of a wood-fueled trimurner system for use in a combined-cycle, wood-fired power plant//Trans. ASME: J. Solar. Energy Eng.—1988.—110, P. 82—89. См. также РЖ, 1988, 12.49.165.
114. Jeffs E. UK paper mill repowers with a small gas turbine CHP plant//Gas Turbine World.—1988.—18, №1.—P. 34—36. См. также РЖ, 1988, 10.49.150.
115. Dutch paper mill looking at 5-yr payback with CHP//Gas Turbine World.—1987.—17, №6.—P. 26—27.
116. Mill adds fourth CHP system for new 100000 ton/yr paper machine//Cogeneration.—1988.—5, №1.—P. 22—25.
117. Moeller D.J., Burnham J., Ogano G. Steam-injected gas turbines enhance cogeneration plant performance//Pulp and Pap.—1987.—61, №9.—P. 125—129. См. также РЖ, 1988, 3.49.8.
118. Natural gas transmission grid opens up Spain to gas turbine CHP//Gas Turbine World.—1988.—18.—№4.—P. 36—38.
119. Dow adding two more 1M—5000 at Stade plants will burn a mix of natural gas and hydrogen//Gas Turbine World.—1984.—14, №1.—P. 6.
120. Dutch company in joint venture with utility on CHP plant//Gas Turbine World.—1988.—18, №4.—P. 27—29.
121. Little D.A., Rives J.P. Steam injection of Frame 5 gas turbines for power augmentation in cogeneration service//ASME [Pap.].—1988.—№GT51.—P. 1—7. См. также РЖ, 1989, 2.49.14

122. Cogeneration unit improves operational efficiency while generating income//Cogeneration.—1986.—3, №1.—P. 42—43.
123. PG and E determined to block chevron 99 MW cogen plant//Gas Turbine World.—1987.—17, №6.—P. 14—18. См. также РЖ, 1988, 7.49.168.
124. Egypt awards BBC turnkey contract for 45-MW combined cycle//Gas Turbine World.—1984.—14, №1.—P. 8.
125. Chellini R. Converting a gas turbine power station to combined-cycle//Diesel and Gas Turbine Worldwide.—1988.—20, №9.—P. 48—49. См. также РЖ, 1989, 4.49.203.
126. Stambler I. First industrial Cheng Cycle for Sunkist fruit processing plant//Cogeneration.—1985.—2, №1.—P. 12—13. См. также РЖ, 1986, 8.49.138.
127. Гард М. Газовые турбины с использованием тепла отработавших газов//Рациональное использование и экономичное расходование топлива и энергии/Симпозиум СССР и ФРГ, 1983.—М., 1983.—С. 75—85.
128. Щуровский В.А. Перспективы развития газотурбинного привода в промышленности//Теплоэнергетика.—1984.—№1.—С. 6—10.
129. Stambler I. Security Pacific's combined cycle cogen plant proves ultra reliable//Gas Turbine World.—1988.—18, №1.—P. 28—29. См. также РЖ, 1988, 10.49.152.
130. Taylor W.G. Application for heavy duty gas turbines in power generation//Gas Turbine Congr., Deauville, 1984.—Paris, s.a.—P. 1/1—1/8. См. также РЖ, 1985, 3.49.1.
131. Brandt D.E. The design and development of an advanced heavy-duty gas turbine//Trans. ASME: J. Eng. Gas Turbines and Power.—1988.—110, №2.—P. 243—250. См. также РЖ, 1988, 10.49.13.
132. Development of the first 200 MW gas turbine for 50 HZ power markets//Int. Power Generation.—1987.—10, №7.—P. 13—14, 16, 18, 20. См. также РЖ, 1988, 2.49.103.
133. MF-111 holds the essential to energy efficient plant//Turbomach. Int.—1988.—1989.—29, №3.—P. 1/34—1/35. См. также РЖ, 1989, 2.49.135.
134. Saito K., Furukawa T., Honma T.//Toshiba Rev.—1987.—42, №6.—P. 416—419.

135. Храбров П.В., Марченко Ю.А., Нишневич В.И. Качество, технический уровень и конкурентоспособность отечественных энергетических паровых турбин//ЦКТИ.-1988.-245.-С. 3-8. См. также РС, 1989, 10.49.88.
136. Scarlin R.B., Bertilsson J.E., Stiefel W., Walsen B. Materials requirements for advanced steam plant//High Temp., Alloys. Gas Turbines and Appl., 1986. Proc. Conf., Liege, 6-9 Oct., 1986. Pt.1.-Dordrecht e.a., 1986.-P. 647-675. См. также РЖ, 1988, 10.49.56.

Основные условные обозначения

- с - удельный расход топлива, г/(кВт·ч)
 G - массовый расход, кг/с
 g - относительный массовый расход
 N - мощность, Вт
 n - частота вращения, мин⁻¹
 p - давление, Па
 Q - удельный расход теплоты, кДж/(кВт·ч)
 Q_{нр} - низшая теплота сгорания (НТС), кДж/кг
 s_s - энтальпия, Дж
 T - температура, К
 u - окружная скорость, м/с
 η - КПД, %
 π - степень повышения (понижения) давления

Индексы

- | | | | |
|------|----------------------|------|----------------------------|
| в | - воздух | ст | - ступень |
| вх | - вход | т | - турбина |
| вых | - выход | т.к. | - турбина компрес-
сора |
| г | - газ | т.с. | - турбина силовая |
| к | - компрессор | уд | - удельный |
| л | - лопатка | ε | - эффективный |
| о.в. | - охлаждающий воздух | max | - максимальный |
| п | - пар | тi | - термический |

Сокращения

- ВПГ - высоконапорный парогенератор
 ГГ - газогенератор
 ГПУ - газопаровая установка
 ГТ - газовая турбина
 ГТД - газотурбинный двигатель
 ГТУ - газотурбинная установка
 ЗГТУ - замкнутая газотурбинная установка
 КВД - компрессор высокого давления
 КПД - коэффициент полезного действия
 КНД - компрессор низкого давления
 КС - камера сгорания
 КУ - котел-утилизатор
 НПГ - низконапорный парогенератор

НПГ - низконапорный парогенератор
 ОГ - отработавшие (в ГТУ) газы (продукты сгорания)
 ПГ - парогенератор
 ПГУ - парогазовая установка
 ПТ - паровая турбина
 ПТУ - паротурбинная установка
 ТВД - турбина высокого давления
 ТНД - турбина низкого давления
 ЛПИ - Ленинградский политехнический институт им.
 М.И. Калинина
 МГТУ - Московский Государственный технический универ-
 ситет им. Н.Э. Баумана
 НПО ЦКТИ - Научно-производственное объединение "Цент-
 ральный котлотурбинный институт"
 им. И.И. Ползунова
 ПО ЛМЗ - Производственное объединение турбостроения
 "Ленинградский Металлический завод"

Выпуски и тома серии, опубликованные ранее:

1. Турбостроение. Том 1. М., 1976
2. Турбостроение. Том 2. М., 1980
3. Турбостроение. Том 3. М., 1984

ОТ РЕДАКТОРА

Проблема повышения КПД процессов электрогенерирования является острой проблемой современной энергетики и энергомашиностроения. Она закономерно приобрела чрезвычайную актуальность в условиях выработки небывалых ранее количеств электроэнергии и ускоренных темпов ее прироста. Для СССР эта проблема имеет исключительное значение.

Теоретические работы по решению этой проблемы были начаты еще в первой половине XX века. Постепенно учеными и практиками была осознана неизбежность освоения более напряженных параметров и более сложных комбинированных циклов энергетических установок. Эти работы велись учеными в разных странах. В СССР предложения о развитии и использовании каскадных циклов неоднократно высказывались академиком Н.А. Доллежалем, идеи реализации сложных циклов газотурбинных установок - профессором В.В. Уваровым. Ряд значительных работ в этом направлении выполнен профессором А.И. Андрущенко, И.И. Кирилловым, Д.П. Гохштейном, Д.Д. Калафати, В.А. Зысиным и другими. Последним, в частности, еще в 1963 г. опубликована монография "Комбинированные паро-газовые установки и циклы" (Госэнергоиздат).

Однако реальное положение дел в этой области сложилось не в пользу отечественного энергомашиностроения. Если в СССР лучшие значения КПД при выработке электроэнергии составляют около 40%, то в западных странах они достигают величин 50-55%. Назрела необходимость формирования целевой комплексной программы для решения этих проблем.

По изложенным выше причинам книга, написанная профессором МГТУ им. Баумана Э.А. Манушиным, будет иметь большое научное и практическое значение. В монографии глубоко проанализирован накопленный в мировой практике энергомашиностроения опыт создания эффективных энергоустановок (стационарных газотурбинных и парогазовых), а также опыт создания и применения энергетических комбинированных установок для целей тепло- и энергоснабжения. Книга хорошо спланирована и иллюстрирована, стиль изложения отличается ясностью. Можно высказать убеждение в том, что настоящее издание весьма своевременно и будет с большим интересом принято энергомашиностроителями.

Профессор А.М. Архаров

СОДЕРЖАНИЕ

Э.А. Манушин. Комбинированные энергетические установки с паровыми и газовыми турбинами . . .	3
Введение	3
Основные условные обозначения	16
I. Основные тепловые схемы и параметры комбинированных установок с паровыми и газовыми турбинами	16
II. Состояние и перспективы применения энергетических ПГУ на жидком и газообразном топливе . .	55
III. Состояние и перспективы применения энергетических ПГУ на твердом топливе	113
IV. Состояние и перспективы применения ПГУ в промышленности	135
V. Основные особенности и параметры современных ГТУ и ПТ, применяемых в составе комбинированных установок	146
Выводы и рекомендации	166
Литература	168

УДК 621.165 + 621.438

Манушин Э.А. Комбинированные энергетические установки с паровыми и газовыми турбинами. // Итоги науки и техн. ВИНТИ. Сер. Турбостроение. - 1990. - 4. - С.184

Рассмотрены современное состояние, основные пути и тенденции комбинированных энергоустановок. Приведены результаты научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, выполненных в последнее время в СССР и за рубежом по проектированию, испытанию и эксплуатации энергоустановок комбинированного цикла. Проанализированы технико-экономические показатели установок, методы повышения экономичности действующего оборудования. Изложены мероприятия, направленные на снижение токсичности отходящих газов. Издание рассчитано на научных и инженерно-технических работников, занимающихся проектированием, производством и эксплуатацией энергоустановок, на преподавателей и студентов вузов соответствующего профиля. Материалы 1986-1989 гг. Ил. 44. Табл. 16. Библ. 136.

Технический редактор Н.Ю. Сорокина Корректор П.Б. Захаровская

Сдано в набор 31.01.90

Подписано в печать 25.01.90

Т-02442

Формат 60×90 1/16 Бум. офс. Печать офсетная

Усл.печ.л 11,5 Усл.к-кр.отт. 11,69 Уч.-изд.л. 10,87

Тир. 350 экз. Зак. 901 Цена 1р.20к.

Адрес редакции: 125219, Москва, А-219, Усиевича 20А

Тел. 155-43-75

Производственно-издательский комбинат ВИНТИ

140010, Люберцы 10, Московской обл.,

Октябрьский проспект, 403